

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Нефти и газа  
институт

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев  
подпись инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 Нефтегазовое дело  
код — наименование направления

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти  
код — наименование профиля

**Реконструкция оборудования объектов подготовки нефти Ванкорского  
нефтегазового месторождения (Красноярский край)**

Научный руководитель/  
руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата должность, ученая степень

Е.В. Безверхая  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

К.В. Дворкин  
инициалы, фамилия

Консультанты:  
БЖД  
наименование раздела

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

Е.В. Домаев  
инициалы, фамилия

\_\_\_\_\_  
наименование раздела

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

\_\_\_\_\_  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

О.В. Помолотова  
инициалы, фамилия

Красноярск 2016 год

## РЕФЕРАТ

В данном дипломном проекте рассматривается вариант модернизации и реконструкции горизонтальных сепараторов установки предварительного сброса воды УПСВ-Юг Ванкорского месторождения с целью улучшения качества подготовки нефти а так же обеспечения приема нефти с обводненностью на входе более 60 %. Проект состоит из пояснительной записки и чертежей.

В пояснительной записке приведены описание технологической схемы УПСВ-Юг, особенности и классификация сепараторов, основание для модернизации, техническое предложение. Основой модернизации горизонтальных сепараторов является изменение внутренней конструкции, что в свою очередь обеспечит увеличение его производительности, повышение эффективности и качества сепарации скважинной продукции. Проект рассмотрен с точки зрения безопасности и экологичности.

Объём пояснительной записки 65 страниц. Вся сводная информация сведена в таблицы. Количество таблиц 13. При разработке проекта использовано 19 источников литературы.

Графические листы содержат: сборочный чертеж до модернизации, 1 лист; сборочный чертеж после модернизации, 1 лист; чертеж сепаратора С1 после реконструкции, 1 лист.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		2

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	4
1 Геологический раздел .....	5
1.1 Общие сведения о месторождении.....	5
1.2 Природно-климатические условия района месторождения.....	7
1.3 Геологическое строение месторождения.....	7
1.3.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	8
1.3.2 Тектоническое строение района работ.....	14
1.4 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия. Характеристика режима водонапорного бассейна.....	16
1.5 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.....	19
2 Описание технологической схемы УПСВ-Юг.....	22
3. Особенности и классификация сепараторов.....	24
4. Основание для реконструкции и модернизации.....	34
4.1 Основание для проведения реконструкции сепараторов С2, С3.....	34
4.2 Основание для проведения реконструкции сепаратора С1.....	34
5. Техническое предложение.....	35
5.1 Реконструкция сепараторов С2,С3.....	35
5.1.1 Изменение геометрической формы отбойника С2, С3.....	35
5.1.2 Установка перегородки жалюзийного типа.....	35
5.1.3 Установка сетчатой перегородки.....	35
5.1.4 Изменение конструкции узла выхода газа.....	36
5.2 Реконструкция сепаратора С1.....	36
6. Расчётная часть.....	37
6.1 Расчёт толщины стенки сепаратора.....	37
6.2 Расчёт сварного шва.....	41
6.3 Прочностной анализ короба.....	43
6.3.1 Геометрия и зацепление.....	43
6.3.2 Данные о материале.....	44
6.3.3 Нагрузки и зависимости.....	44
6.3.4 Результаты.....	45
7. Экономическое раздел.....	46
7.1 Калькуляция затрат на модернизацию сепараторов С2, С3.....	46
7.2 Калькуляция затрат на реконструкцию сепаратора С1.....	47
8. Безопасность и экологичность проекта.....	48
8.1 Производственная безопасность.....	49
8.2 Экологическая безопасность.....	52
8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях (техногенного, природного, социального характера).....	54
8.4 Выводы по разделу безопасность и экологичность проекта.....	57
Заключение.....	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	60

Приложение А.....	61
Приложение Б.....	62
Приложение В.....	63
Приложение Г.....	64

					ДП-240403.65 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		4

## ВВЕДЕНИЕ

Сепарация жидкости (разделение нефти, газа и воды) в различных сепараторах осуществляется для:

- 1) получения нефтяного газа, используемого как химическое сырьё или топливо;
- 2) уменьшения перемешивания нефтегазового потока и снижения тем самым гидравлических сопротивлений;
- 3) разложения образовавшейся пены;
- 4) отделения воды от нефти при добыче нестойких эмульсий;
- 5) уменьшения пульсации при транспортировании нефти от сепараторов первой ступени до установки подготовки нефти.

От проведения процессов сепарации зависят потери лёгких фракций нефти при последующем транспорте и её хранении. Установлено, что при моментальной сепарации нефти (с резким снижением давления) существенно увеличивается уносимое количество тяжелых углеводородов быстро движущейся струёй свободного газа.

При ступенчатой сепарации подбором давлений на ступенях можно достигнуть выделения в основном только свободного газа. Поэтому, если на промыслах нет стабилизационных установок, необходимо проводить сепарацию по возможности методами с минимальными потерями бензиновых фракций. Один из них - ступенчатая сепарация. Однако многоступенчатая сепарация нефти должна не только сократить унос лёгких фракций с газами, а также резко снизить и унос нефтью лёгких свободных газов, с выделением которых в резервуарах увеличивается потери нефти при «дыхании».

					ДП-240403.65 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		5

## 1 Геологический раздел

### 1.1. Общие сведения о месторождении.

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на территории Туруханского и Дудинского районов Таймырского муниципального района Красноярского края. Районные центры п. Туруханск находится в 300 км к юго-западу от месторождения, г. Дудинка – в 140 км на северо-восток. В этом же направлении в 200 км расположен г. Норильск.

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на двух лицензионных участках. Право пользования недрами Ванкорского лицензионного участка с целью добычи углеводородного сырья и геологического изучения недр южной части Ванкорского месторождения принадлежит ЗАО «Ванкорнефть» на основании Лицензии КРР 12564 НР от 02.08.2004 г. (срок окончания соглашения 31.12.2017г.). На Северо-Ванкорском лицензионном участке ЗАО «Ванкорнефть» осуществляет геологическое изучение и разработку северной части месторождения на основании Лицензии ДУД 14356 НР от 13.12.2007 г. (срок окончания лицензии 15.05.2025 г.).

ЗАО «Ванкорнефть» (инд. 660049, Россия, г. Красноярск, ул. Мира, дом 19 Телефон: +7(391)274-56-99, Факс: +7 (391) 274-56-45) является составной частью ОАО «НК «Роснефть» (Россия, инд.115035, Москва, Софийская набережная, 26/1, Телефон: +7 (495) 777-44-22, Факс: +7 (495) 777-44-44, Телекс: 114405 DISVO. RU).

Площадь месторождения составляет 447 кв. км (рис. 1.1).

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. В 140 км на юго-восток от месторождения расположен г. Игарка, в котором расположены крупный речной порт и аэропорт, способный принимать тяжёлые самолёты.

Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путём по р. Енисей. Общая протяжённость водной магистрали Красноярск-Игарка по р. Енисей составляет 1747 км. На площадь Ванкорского месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после промерзания болот, когда начинают функционировать временные зимние дороги («зимники»). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км.

Наиболее экономически привлекательным способом доставки больших партий груза (общим объёмом до 35 тыс.т) в район Ванкорского месторождения является экспедиционный завоз караваном судов Енисейского пароходства по р. Большая Хета непосредственно до опорной базы промысла (430 км от устья). Это вариант предполагает минимальное количество промежуточных погрузочно-разгрузочных операций и минимальные сроки доставки. Вместе с тем, навигация по р. Большая Хета возможна только мелкосидящим флотом (баржи до 1000 т) и только в июне. В связи с этим большое значение приобретает общая согласованность и четкость всей транспортной схемы: своевременное накопление грузов в зимний период на площадках портов, причалы которых не заливаются

					ДП-240403.65 ПЗ	6
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

паводком в весенний период (Лесосибирский порт, Красноярский порт), формирование и отправка мощного каравана судов, выгрузка в сжатые сроки на причалах Заказчика (Ванкор, Сузун). Причал и база ЗАО «Ванкорнефть» Прилуки расположена на левом берегу р. Енисей, в 12 км ниже порта Игарка. Прилуки служат основной перевалочной базой для доставки крупногабаритных и тяжеловесных грузов, предназначенных для строительства опорной базы промысла Ванкорского месторождения.

Железнодорожного сообщения в рассматриваемом районе нет, снабжение железнодорожным транспортом возможно, либо до г. Красноярск, либо через транспортную сеть Западной Сибири до ст. Пурпэ и Коротчаево и далее, либо водным транспортом, либо по зимней дороге.

Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации: Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинское, расположены в 160-180 км на северо-запад от Ванкорского. Указанные месторождения связаны газопроводом с г. Норильск и конденсатопроводом с г. Дудинка, где имеется цех по переработке конденсата. В 200 км к юго-западу от Ванкорского месторождения находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаза».

Транспорт нефти осуществляется по нефтепроводу диаметром 820 мм Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе». Нефтепровод рассчитан на прокачку объёмов УВ 25 млн.т/год. Общая протяжённость трассы составляет 543 км (556,5 км по оси трубопровода с учётом компенсаторов).

Ванкорское месторождение и трасса нефтепровода Ванкор – НПС «Пурпе» расположены в зоне многолетнемёрзлых пород. Многолетнемёрзлые грунты представлены преимущественно супесями, лёгкими суглинками с включениями гравия, гальки и валунов, а также пылеватыми и мелкими песками и торфяниками. Расположение многолетнемёрзлых грунтов не однородно, при строительстве любых объектов обустройства необходимо проводить изыскания, для определения конкретных условий строительства объектов инфраструктуры.

Криогенная текстура песков – массивная, супесей и суглинков – слоистая. На буграх пучения и на территории болотных массивов вблизи озёр в отложениях встречаются прослойки льда мощностью до 20-30 см.

При нарушении температурного режима многолетнемёрзлых пород, из-за высокой льдистости они дают большие осадки. Относительная осадка при оттаивании грунтов составляет 0,09-0,4 д.ед., у торфяников более 0,4 д.ед.

Многолетнемерзлые грунты с относительной осадкой при оттаивании 0,1 д.ед. и менее относятся к непросадочным грунтам, с осадкой при оттаивании от 0,1 до 0,3 д.ед. – к просадочным грунтам, более 0,3 д.ед. - к сильнопросадочным.

Эксплуатационное бурение на лицензионном участке ведётся с 2006 г. в соответствии с «Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра от 01.06.2006 № 3662). В данный момент действующим технологическим документом является «Дополнение к

					ДП-240403.65 ПЗ	7
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

технологической схеме разработки Ванкорского месторождения» 2011 года (протокол ЦКР Роснедра №5299 от 23.12.2011 г.).

Электроснабжение объектов Ванкорского месторождения осуществляется ГТЭС, работающей на природном газе и с помощью дизельных электростанций.

Район относится к слабо населённым с плотностью населения менее 1 человека на кв.км.

На территории Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, полезных ископаемых, кроме нефти, конденсата и газа, не обнаружено.

## **1.2. Природно-климатические условия района месторождения**

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода – 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха – минус 10 оС. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура – минус 26 оС, в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 оС. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова неравномерна: на равнинных участках - до одного метра, в оврагах и распадках - до 3,0 м. Разрушение устойчивого снежного покрова начинается в середине мая, заканчивается к середине июня. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август - сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой – южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя – 0,5-1,0 м.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р. Лодочная и др.). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных (водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25-30 дней от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющейся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км восточнее месторождения. Ширина реки Б. Хета в устье достигает 500 м, в районе месторождения – 200 м. Река Лодочная не судоходна, шириной около 50 м, глубиной 0,3-2,0 м. Ледоход начинается с верховьев реки в середине апреля и заканчивается в середине июня. В это же время заканчивается ледоход и на р. Енисей (п. Игарка, 5-8 июня, Дудинка – 20-25 июня). Ледостав начинается в первых числах октября, продолжительность навигации 130 суток.

## **1.3. Геологическое строение месторождения**

					ДП-240403.65 ПЗ	8
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



### 1.3.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Ванкорского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста (Рис.1). Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста.

Юрская система

Нижний отдел - J1

Нижний отдел юрской системы представлен (снизу вверх) зимней и левинской свитами.

Зимняя свита (J1zm) сложена переслаиванием песчаников, алевролитов и их переходных разностей. Толщина свиты достигает 350 м. Возраст свиты определен по комплексу фораминифер и остракод как геттанг-позднеплинсбахский.

Левинская свита (J1lv) согласно залегает на отложениях зимней свиты. Свита, представлена однородной толщей аргиллитов с редкими тонкими прослоями алевролитов и песчаников. Толщина свиты меняется от 58 м до 270 м. Возраст пород на основании находок двустворок, фораминифер, спорово-пыльцевому комплексу датируется как средняя часть позднего плинсбаха.

К глинистым отложениям левинской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт Пд.

Нижний – средний отделы J1-J2

Джангодская свита (J1dj) согласно перекрывает левинскую. Нижняя часть сложена алевролитами и песчаниками. В средней части залегает однородная пачка аргиллитов, мощностью от 16 м до 47 м, которая служит региональным репером. Верхняя часть джангодской свиты представлена алевролитами и косослоистыми песчаниками с прослоями аргиллитов и конгломератов. Толщина джангодской свиты изменяется от 88 м до 660 м.

Возраст джангодской свиты конец позднего плинсбаха ранней юры - ранний аален средней юры установлен по определениям двустворок, фораминифер, белемнитов и спорово-пыльцевому комплексу.

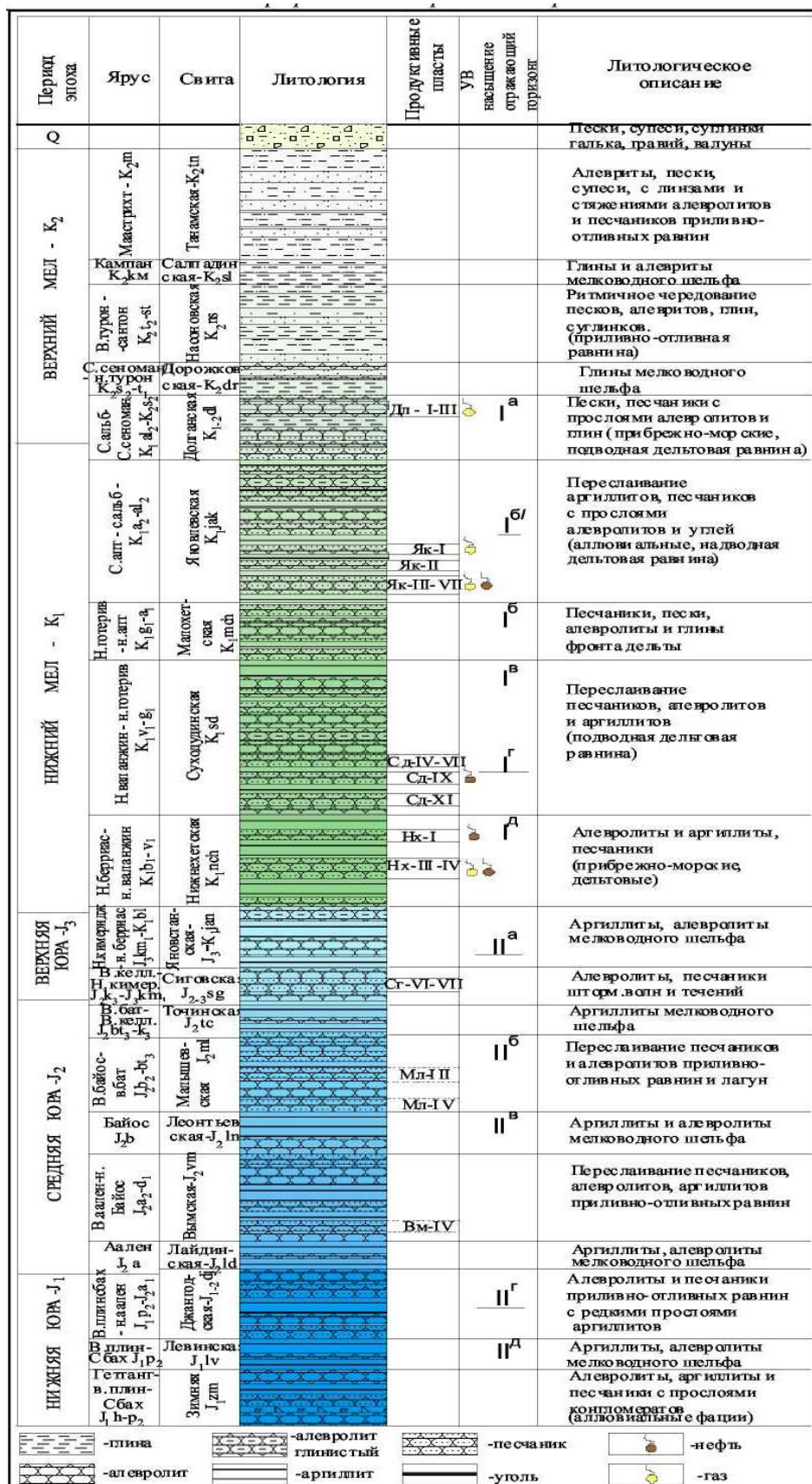


Рис. 1 Сводный литолого-стратиграфический разрез юрских и меловых отложений Ванкорского месторождения

К глинистым отложениям средней подсвиты приурочен отражающий сейсмический горизонт Пг.

#### Средний отдел - J2

Отдел представлен лайдинской, вымской, леонтьевской, малышевской и точинской свитами.

Лайдинская свита (J2ld) залегает согласно на джангодской. Сложена алевропелитовыми отложениями мелководного шельфа - преимущественно аргиллитами с маломощными прослоями алевролитов и песчаников. Толщина свиты изменяется от 22 м до 156 м, составляя в среднем 50-70 м. Возраст свиты ранний-поздний аален.

Вымская свита (J2vm) согласно перекрывает лайдинскую. Свита представлена отложениями приливно-отливной равнины - чередованием пачек песчаников, алевролитов и аргиллитов. Возраст свиты – поздний аален-ранний байос. Вскрытая толщина свиты в скважине Внк-11 составляет 283 м.

Леонтьевская свита (J2ln) согласно залегает на вымской. Свита сложена отложениями группы фаций мелководного шельфа - глинисто-алевритовыми породами с редкими невыдержанными по мощности прослоями песчаников. Для отложений характерна разнообразная фауна фораминифер и пелеципод. Возраст свиты ранний-поздний байос. Толщина свиты в скважине Внк-11 составляет 137 м.

К кровле глинистых отложений леонтьевской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт ПВ.

Малышевская свита (J2ml) согласно перекрывает отложения леонтьевской. Свита сложена ритмичным чередованием пачек алевролитов, песчаников и их переходных разностей, мощность пачек от 5 м до 40 м. Толщина свиты в скважине Внк-11 составляет 322 м. Возраст отложений – поздний байос – поздний бат.

К кровле малышевских отложений приурочен отражающий сейсмический горизонт Пб.

Точинская свита (J2tč) залегает согласно на породах малышевской свиты. Отложения свиты сформировались в начальный период обширной морской трансгрессии и представлены группой фаций мелководного шельфа. Свита сложена аргиллитами темно-серыми, иногда с буроватым оттенком, с редкими прослоями песчаников и алевролитов в средней части. Встречается довольно разнообразная фауна аммонитов, белемнитов, пелеципод и фораминифер. Возраст свиты поздний бат-поздний келловей. Толщина свиты в скважине Внк-11 составляет 43 м.

#### Средний – верхний отделы J2-J3

Сиговская свита (J2-3sg) согласно перекрывает точинскую.

Свита выделяется в разрезе юры своим песчано-алевритовым составом, а также широким развитием лептохлорито-глауконитовых пород. Отложения накапливались в условиях мелководного шельфа, действия штормовых волн и

					ДП-240403.65 ПЗ	11
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

приливных течений. Возраст свиты поздний келловей–киммеридж. Толщина свиты в скважине Внк-11 составляет 110 м.

Верхний отдел юры – нижний отдел мела J3-K1

Яновстанская свита (J3-K1jan) согласно залегает на сиговской. Свита сложена преимущественно аргиллитами и алевропелитами темно-серыми с зеленоватым оттенком. Отмечаются тонкие прослои глинистых известняков и мергелей. В основании яновстанской свиты залегает пачка глубоководных глин, являющаяся стратиграфическим аналогом баженовской свиты. Свита хорошо охарактеризована многочисленными находками макро- и микрофауны по всей территории ее распространения. Возраст свиты поздний ранний киммеридж–ранний берриас. Толщина свиты в скважине Внк-11 составляет 256 м.

К глинам в нижней части яновстанской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт Па.

Меловая система (нижний мел - K1)

Нижнехетская свита (K1nch). Отложения свиты залегают согласно на отложениях верхней юры. Свита, представлена преимущественно алевролитами и аргиллитами, неравномерно известковистыми. Песчаные и алевроито-песчаные разности имеют подчиненное значение. Порода серого и зеленовато-серого цвета с тонкими прослоями обугленного растительного детрита, встречается глауконит и пирит. Для отложений характерны сложные виды косой слоистости, обусловленной совместным воздействием волн и течений, встречаются деформационные текстуры, окатыши глин, обилие фауны различной сохранности, биотурбация незначительная, в основном ходы обитания. Возраст свиты берриас - ранний валанжин. К отложениям свиты приурочены продуктивные пласты Нх-I, Нх-III-IV.

Толщина свиты в скважине Вн-11 составляет 454 м.

Суходудинская свита (K1sd) согласно залегает на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-алевритовыми породами. Некоторые глинистые пачки имеют региональное развитие. Мощность отдельных песчаных пластов достигает 60 м. Глинистые пачки толщиной до 40 м, сложены тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов.

Песчаники светло-серого и серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, с известковистыми и каолинизированными прослоями. Алевролиты серые, буровато-серые в зависимости от содержания глинистого и углистого материала, с линзочками и прослоями мелкозернистого песчаника и аргиллита. Песчаники и алевролиты преимущественно хорошей сортировки, аркозовые, цементируются слюдисто-глинисто-каолининовым и карбонатным материалом, содержание которого меняется. В песчаниках часто наблюдаются немногочисленные угловатые обломки темно-серых аргиллитов, пропластки и линзовидные включения углисто-глинистого материала и обугленного детрита, по плоскостям наложения намывы слюды. Аргиллиты темно-серые, в различной степени алевроитистые, зачастую содержат линзы,

					ДП-240403.65 ПЗ	12
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

прослой алевролитов и песчаников более светлого цвета. В аргиллитах много растительных остатков, конкреций и включений сидерита, обломков обугленной древесины. Глинистая часть состоит из гидрослюды, хлорита, смешанослойных, каолинита. Возраст свиты ранний валанжин - ранний готерив датируется по комплексу фораминифер и спорово-пыльцевому комплексу. К отложениям свиты приурочен продуктивный пласт Сд-IX.

Толщина свиты в скважине СВн-1 достигает 601 м.

Малохетская свита (K1mch) залегает на суходудинской свите. Разрез свиты, представлен преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями глинисто-алевритовых пород, содержащими линзы и прослой известковых разностей пород, включения обугленных растительных остатков и обломков углей.

Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабо-волнистые, плитчатые.

Толщина свиты меняется от 145 м (скважина Вн-4) до 200 м (скважина СВн-4).

Остатки микро- и макрофауны в отложениях свиты, не обнаружены. Раннеготеривский-раннеаптский возраст определяется на основании спорово-пыльцевого комплекса.

Яковлевская свита (K1jak) согласно залегает на отложениях малохетской свиты. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин - аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослой углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. Слоистость пород тонкая, косая, горизонтальная, перекрестная, линзовидная, обусловленная наличием прослоев углистого и слюдистого материала. Цвет пород варьирует от светло-серого, почти белого до черного. Пачки глинисто-алевритовых и песчаных пород невыдержанны по составу и мощности. В верхней части разреза количество глинистых пород увеличивается. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2-4 м, выделяемых внутри глинисто-алевритовых пачек.

В отложениях яковлевской свиты, обнаружены редкие находки макро и микрофауны и спорово-пыльцевой комплекс, указывающий на апт-альбский возраст пород. С отложениями свиты связаны продуктивные пласты Як-I, Як-III-VII.

Толщина яковлевской свиты изменяется от 561 м (скважина СВн-1) до 652 м (скважина Вн-8).

Меловая система (нижний-верхний отделы - K1-2)

Долганская свита (K1-2dl) согласно залегает на отложениях яковлевской толщи. Представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками и песками, с

					ДП-240403.65 ПЗ	13
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

прослоями буровато-серых алевролитов и аргиллитов, с включением растительных остатков.

Пески и песчаники мелко-среднезернистые часто алевритистые, от рыхлых до уплотненных, слюдистые, прослоями каолинизированные, кварц-полевошпатового состава. Алевролиты и глины серые, темно-серые с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, частично каолинизированные. В песчаниках встречаются известковые и сидеритовые конкреции. В целом для пород характерно наличие редких тонких прослоек углей, обломков древесины, галек глин. Фауны в отложениях долганской свиты не обнаружено. Альб-сеноманский возраст пород определен по спорово-пыльцевому комплексу.

Толщина свиты составляет 233-271 м.

Верхний отдел-K2

Представлен отложениями дорожковской, насоновской, салпадинской и танамской свит.

Дорожковская свита (K2dr) залегает согласно на отложениях долганской свиты. Сложена глинами, алевролитами мелководного шельфа серого и темно-серого цвета, реже черного и буровато-зеленого, содержащими конкреции и тонкие прослои известковых песчаников и углистого алевролитового материала. Возраст пород ранний турон-поздний сеноман.

Толщина свиты 104-115 м.

Насоновская свита (K2ns) залегает согласно на подстилающих отложениях дорожковской свиты и сложена алевролитами, песками, глинами приливно-отливных равнин, содержащими линзы и прослои известняков, глинистого сидерита, встречаются обломки углей. Алевролиты светло-серые, участками зеленоватые, глинистые, с пятнистой и текстурой. Глины темно-серые, с зеленоватым оттенком, алевритистые. Пески светло-серые, мелко-среднезернистые, с включениями глинисто-алевровитового материала, неяснослоистые. Возраст свиты поздний турон-сантон.

Толщина свиты 312-340 м.

Салпадинская свита (K2sl) согласно залегает на породах насоновской свиты. Представлена алевролитами и глинами мелководного шельфа серого и зеленовато-серого цвета с конкрециями пирита, окатанных галек кремней, осадочных и магматических пород.

Алевролиты серого, светло-серого с зеленоватым оттенком цвета, слюдистые, в разной степени песчанистые или глинистые. Глины серые, темно-серые, неоднородные. Кампанский возраст определен по спорово-пыльцевому комплексу.

Толщина свиты 45-64 м.

Танамская свита (K2 tn) согласно залегает на салпадинской свите. Представлена песками, супесями, суглинками приливно-отливных равнин от светло-серого до почти белого цвета с прослоями глин, с линзами крупнозернистого песка, гравия, с редкой галькой и конкрециями железистых сидеритов. Возраст пород маастрихтский.

					ДП-240403.65 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		14

Сохранившаяся мощность свиты не превышает 457 м.

Четвертичная система - Q

Континентальные отложения, залегающие на размытой поверхности мезозойских отложений, представлены песками, супесями, суглинками серого, светло-серого цвета с желтоватым оттенком, с многочисленными включениями гальки, гравия, валунов изверженных пород и кварцитов.

Толщина отложений не превышает 150 м.

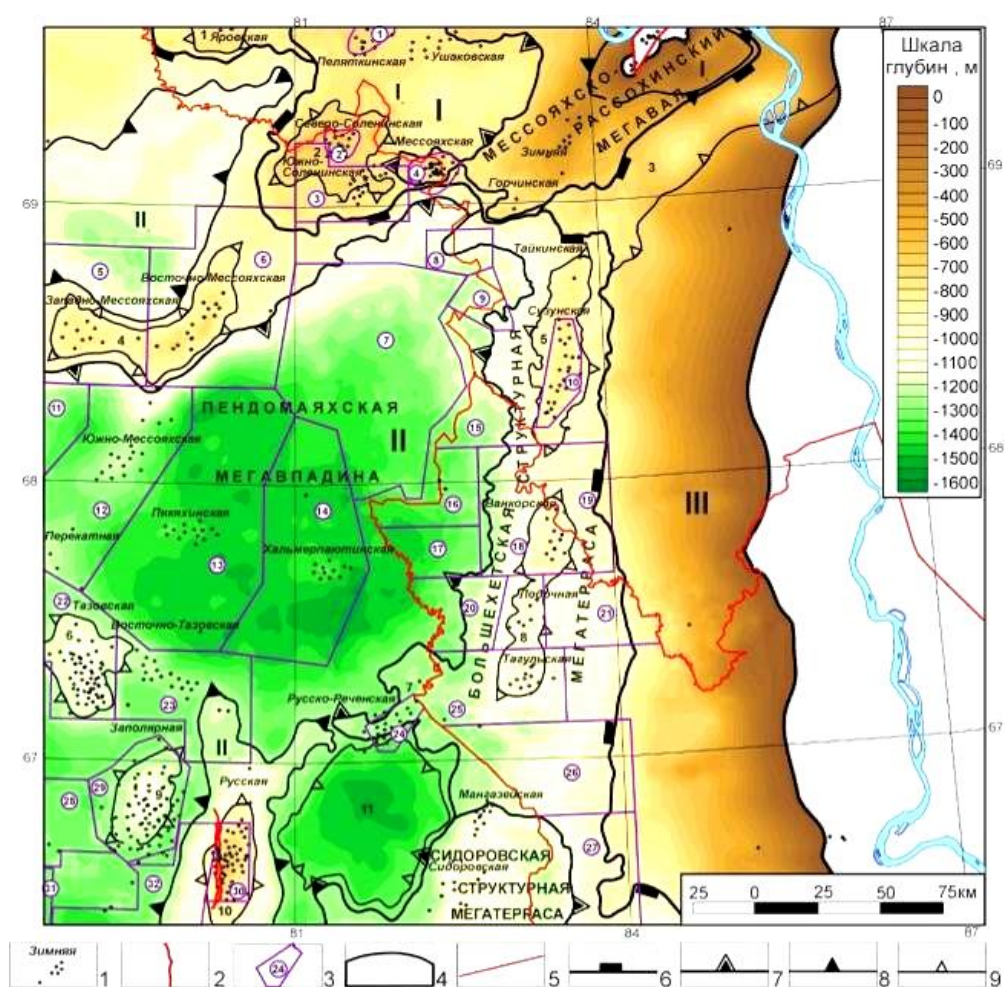
### **1.3.2. Тектоническое строение района работ**

Рассматриваемая территория находится в пределах Большехетской структурной мегатерассы, положительного незамкнутого элемента I порядка в пределах Надым-Тазовской синеклизы. (Рис.2).

Большехетская структурная мегатерраса представляет собой сложно построенную зону, нарушающую монотонность восточного борта Надым–Тазовской синеклизы, имеет субмеридиональную ориентировку. Размеры (35-110) x 300 км, мегатерраса осложнена двумя валообразными поднятиями третьего порядка – Сузунским и Лодочным, а также одной незамкнутой структурой второго порядка – Русскореченским выступом. В их пределах выделены Тайкинское, Токачинское, Сузунское, Ванкорское, Лодочное и Тагульское локальные поднятия.

					ДП-240403.65 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		15





1 - площади глубокого бурения, 2 - разломы, 3 - контур и номер лицензионного участка, 4 - зона отсутствия отложений долганской свиты; границы : 5 - субъектов РФ, 6 - надпорядковых структур, 7 - структур первого порядка, 8 - структур второго порядка, 9 - структур третьего порядка

Лицензионные участки: 1-Пеляткинский, 2-Северо-Соленинский, 3-Ново-соленинский, 4-Мессояхский, 5-Западно-Мессояхский, 6-Восточно-Мессояхский, 7-Варейский, 8-Западно-Пендомаяхский, 9-Пендомаяхский, 10-Сузунский, 11-Находкинский, 12-Южно-Мессояхский, 13-Пякяхинский, 14-Хальмерпаютинский, 15-Восточно-Чарский, 16-Вадинский, 17-Туколандский, 18-Ванкорский, 19-Северо-Ванкорский, 20-Западно-Лодочный, 21-Восточно-Лодочный, 22-Тазовский, 23-Восточно-Тазовский, 24-Русско-Реченский, 25-Тагульский, 26-Советский, 27-Полярный, 28-Западно-Заполярный, 29-Заполярный, 30-Русский, 31-Северо-Пуровский, 32-Южно-Заполярный

Надпорядковые структуры: I - Танамо-Малохетская гряда, II - Надым-Тазовская синеклиза, III - Пакулихинская моноклиза

Структуры первого порядка: Мессояхско-Рассохинский мегавал, Пендомаяхская мегавпадина, Большехетская структурная мегатерраса, Сидоровская структурная мегатерраса

Структуры второго порядка: I - Малохетский вал, I - Танамская седловина, II - Паютская впадина, II - Русский вал

Структуры третьего порядка: 1-Яровское куполовидное поднятие, 2-Соленинское куполовидное поднятие, 3-Долганская наклонная депрессия, 4-Среднемессояхское валообразное поднятие, 5-Сузунское валообразное поднятие, 6-Тазовское куполовидное поднятие, 7- Русскореченский структурный нос, 8-Лодочное валообразное поднятие, 9-Заполярное куполовидное поднятие, 10-Русское куполовидное поднятие, 11-Мангазейская котловина

Рис. 1 Структурно-тектоническая схема района работ /Конторович А.А, 2007/

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ДП-240403.65 ПЗ



Ванкорская структура осложняет северное окончание Лодочного валообразного поднятия.

Ванкорское поднятие по всем картируемым уровням представляет собой брахиантиклинальную структуру, вытянутую с юга на север.

По кровле долганской свиты поднятие замыкается изогипсой -980 м, имеет длину 28,3 км, и ширину 8,8-14,9 км. Высота поднятия 60 м, площадь 313,8 км<sup>2</sup>. Южный купол поднятия оконтуривается изогипсой -950 м, имеет высоту 30 м и площадь 213 км<sup>2</sup>. Северный купол по этому уровню не сформирован. На его месте находится 4 мелких брахиантиклинали амплитудой менее 10 м.

По кровле нижнеяковлевской подсвиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -1600 м, имеет длину 30,3 км и ширину 5,6-13,3 км. Высота поднятия 70 м, площадь 269,2 км<sup>2</sup>. Северный и южный купола замыкаются изогипсой -1580 м. Южный купол имеет высоту 45 м и площадь 115,6 км<sup>2</sup>, а северный - 20 м и 45,5 км<sup>2</sup>, соответственно.

По кровле нижнехетской свиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой

-2620 м, имеет длину 32,1 км и ширину 11,7-18,1 км. Высота поднятия 120 м, площадь 462,8 км<sup>2</sup>. Северный и южный купола замыкаются изогипсой -2570 м. Южный купол имеет высоту 70 м и площадь 133,5 км<sup>2</sup>, а северный - 25 м и 41,5 км<sup>2</sup>, соответственно. По уровню нижнехетской свиты Ванкорское поднятие осложнено малоамплитудными разломами, смещение по которым не превышает 10 м. Данные разломы отчетливо видны на сейсмических профилях, но экранирующие свойства их до сих пор не доказаны.

Рассматриваемое месторождение расположено в центральной части Большехетского нефтегазоносного района Пур-Тазовской нефтегазоносной области на территории Красноярского края. Промышленная продуктивность Большехетского НГР в последующем подтверждена открытием Лодочного, Тагульского и Ванкорского газонефтяных месторождений.

#### **1.4. Гидрогеологические и инженерно-геологические условия. Характеристика режима водонапорного бассейна**

В гидрогеологическом отношении Ванкорское месторождение приурочено к краевой части северо-восточной зоны Западно-Сибирского артезианского бассейна, в разрезе которого выделяются несколько водоносных комплексов. Гидрогеологические комплексы объединены в два гидрогеологических этажа. Глинистые породы дорожковской свиты рассматриваются как региональный туронский флюидоупор, разделяющий проницаемые горизонты верхнего и нижнего гидрогеологических этажей, мощность которой в пределах месторождения составляет 150 м.

					ДП-240403.65 ПЗ	17
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

В нижнем гидрогеологическом этаже выделяют три водоносных комплекса: юрский, неокомский и апт-альб-сеноманский. Для Ванкорского месторождения характерно сложное изменение минерализации с глубиной. Пласты апт-альб-сеноманского комплекса содержат воды преимущественно хлоридно-кальциевого типа по В.А. Сулину, а верхнего мела и неокомского комплекса - гидрокарбонатно-натриевого типа.

Юрский комплекс. В пределах Большехетского НГР отложения юрского водоносного комплекса развиты повсеместно. Региональным водоупором юрского водоносного комплекса являются глины яновстанской свиты верхней юры. На Ванкорском месторождении вскрытая мощность отложений комплекса составляет 1151 м. Минерализация изменяется в пределах 5,8-9,2 г/л. Содержание микрокомпонентов (Тазовская, Южно-Соленинская): йода - 3,48 - 6,1 мг/л, брома - 6,46 - 10,26 мг/л, бора - 3 - 22,61 мг/л.

Неокомский комплекс. На Ванкорском месторождении максимальная вскрытая мощность отложений неокомского комплекса составляет 1194 м (Вн-11). Минерализация вод изменяется в пределах 6,5-12,4 г/л. В составе воды содержится йод - 3,17-12,7 мг/л, бром - 16,6-170,2 мг/л.

Глинистые отложения в подошвенной части яковлевской свиты разделяют апт-альб-сеноманский и неокомский гидрогеологические комплексы.

Апт-альб-сеноманский комплекс включает отложения долганской и яковлевской свит. Воды комплекса в основном хлоридного натриевого состава, с минерализацией 9,3-13,7 г/л. По классификации В.А. Сулина все они относятся к хлориднокальциевому гидрохимическому типу. Брома в водах содержится 10-58,5 мг/л, йода - 12,7 мг/л.

Верхний гидрогеологический этаж образован двумя гидрогеологическими комплексами. Его гидрогеологические условия в большей степени предопределяются наличием в районе мощной толщи многолетнемерзлых пород (ММП), исключивших из водообмена значительную часть подземных вод. Первый гидрогеологический комплекс составляют отложения дорожковской, насоновской, салпадинской и танамской свит позднемелового возраста. Второй гидрогеологический комплекс представлен терригенными песчано-алевритистыми и глинистыми отложениями четвертичного возраста мощностью до 93 м.

Район Ванкорского месторождения расположен в зоне сплошного распространения слоя многолетнемерзлых пород, подошва которого отбивается на глубине 450-480 м. На рассматриваемой территории выделяются надмерзлотные воды, воды сквозных таликов, межмерзлотные (внутримерзлотные) воды и подмерзлотные воды.

Надмерзлотные воды. Этот класс подземных вод включает в себя воды сезонно-талого слоя (СТС) и воды надмерзлотных (несквозных) таликов. Нижним водоупором этих вод является толща многолетнемерзлых пород.

В среднем мощность СТС изменяется от 0,5-1,0 м до 2-4 м. Химический состав СТС близок к составу поверхностных вод и атмосферных остатков: это

					ДП-240403.65 ПЗ	18
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

воды ультрапресные, гидрокарбонатные или сульфатно-гидрокарбонатные, магниевые или кальциевые. Их минерализация изменяется в пределах от 0,05 до 0,2-0,4 г/л.

Воды надмерзлотных (несквозных) таликов гораздо менее распространены. Эти воды, как правило, относятся к гидрокарбонатному кальциевому, магниевому или натриевому типам. Воды пресные, их минерализация составляет 0,1-1,0 г/л. Водоносные комплексы надмерзлотных таликов не имеют существенного значения для водоснабжения, но иногда используются для временного водоснабжения небольших объектов.

Воды сквозных таликов приурочены к долинам крупных водотоков и котловинам наиболее крупных озер, а также к зонам отдельных тектонических нарушений. Как правило, эти воды гидрокарбонатные, кальциевые или магниевые, пресные с минерализацией до 1 г/л. Данный водоносный комплекс является основным потенциальным источником вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения в силу их высокой водообильности и качества подземных вод.

Межмерзлотные воды. К межмерзлотным водам, согласно используемой классификации, относятся соленые воды и рассолы в различных по составу породах, имеющие отрицательную температуру. Сведения о межмерзлотных водах в пределах рассматриваемой территории отсутствуют.

Подмерзлотные воды, залегающие ниже подошвы многолетнемерзлых пород, характеризуется повсеместным распространением и включает в себя ряд водоносных комплексов, характеризующихся единством условий питания, фильтрации и разгрузки, но приуроченным к различным водовмещающим породам с соответствующими значениями коэффициента фильтрации и имеющих различный химический состав и минерализацию. По классификации В.А. Сулина воды, в основном, относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу. Минерализация вод изменяется в пределах 3,7-3,9 г/л. Содержание натрия изменяется в пределах 1,32-1,4 г/л, хлора - 1,68-1,79 г/л, гидрокарбонат-иона 0,61-0,64 г/л. Плотность воды из насоновской свиты составляет в среднем 1,002 г/см<sup>3</sup>.

Геокриологические условия. Территория Ванкорского месторождения входит в Таз-Хетско-Енисейскую геокриологическую область Северной зоны континентального региона (Геокриология СССР, 1989) и характеризуется мощной толщей ММП. Подошва (ММП) по замерам в поисковых скважинах отбивается на глубине 450-550 м. Среднегодовая температура мерзлых пород, на подошве слоя годовых колебаний, от -1,5 до -2,5 °С. Во всех отрицательных формах рельефа, в которых зимой накапливается мощный снежный покров, наблюдаются таликовые участки. При этом большая часть таликов относятся к инфильтрационному типу. Мощность их, как правило, не превышает 2-6 м.

Многолетнемерзлые породы относятся к группе специфических грунтов. В естественных условиях они обладают высокими прочностными свойствами.

					ДП-240403.65 ПЗ	19
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

В инженерно-геологическом отношении территория проектируемого строительства изучена фрагментарно.

### **1.5. Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов**

Ванкорское месторождение расположено в Большехетском нефтегазоносном районе Пур-Тазовской нефтегазоносной области на территории Красноярского края.

Ванкорское месторождение является многопластовым: в отложениях мелового возраста выявлено семь продуктивных пластов, содержащих семь залежей. Из них залежь Дл-I-III - газовая, залежи в пластах яковлевской свиты (Як-I, Як-II, Як-III-VII) газонефтяные; в средней части разреза установлены две чисто нефтяные залежи в пластах Сд-IX и Нх-I суходудинской и нижнехетской свит соответственно, в низах мелового разреза расположена нефтегазоконденсатная залежь пласта Нх-III-IV нижнехетской свиты.

Залежь пласта Дл-I-III газовая, пластовая сводовая, литологически экранированная. ГВК принят на абсолютной глубине -976 м. Размеры залежи 32,5×10,5 км, площадь газоносности составляет 208730 тыс. м<sup>2</sup>, высота 59 м. Эффективная газонасыщенная толщина в скважинах варьируется от 3,4 м. до 38,5 м. Структурная карта кровли пласта Дл-I-III приведена на граф. П. 2.

Залежи пласта Як-I контролируются северным и южным куполами. Залежь северного купола - нефтегазовая (на балансе 2011 года фигурировала как газовая). Сложена алевропесчаниками и алевролитами. Залежь южного купола – газовая, пластовая, ограничена зонами глинизации, размер залежи– 4×2,7 км, её площадь составляет 9,9 км<sup>2</sup>. Эффективная газонасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,6 м до 6,7 м, составляя в среднем по залежи 1,6 м. Структурная карта кровли пласта Як-I приведена на граф. П. 3.

Залежь пласта Як-II нефтегазовая, пластовая, сводовая, продуктивна только в южной части месторождения, в северной части месторождения пласт Як-II, по данным бурения эксплуатационных скважин, глинизируется. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,1 м до 7,4 м. Эффективная газонасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,5 м до 7,7 м. В восточной и западной частях залежь южного купола ограничена зонами глинизации. Структурная карта кровли пласта Як-III приведена на граф. П. 4.

Залежь пласта Як-III-VII газонефтяная, массивная, сводовая. ГНК принят на абсолютной глубине -1600 м. Для пласта Як-III-VII ВНК определен в интервале -1657,4 (скв.702) ÷ -1632,1 м (скв. 116). Размер залежи 30×8-12 км, высота нефтенасыщенной части залежи – 50 м, газонасыщенной – 25 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 1,2 м до 45 м. Минимальная эффективная газонасыщенная толщина составляет 0,4 м, максимальная достигает 22,2 м, а в среднем по залежи – 9 м. Северный купол структуры, по данным эксплуатационного бурения, контролирует залежь Як-III,

					ДП-240403.65 ПЗ	20
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

изолированную от основного пласта пачкой нерадиоактивной глины. Ранее этот пласт выделялся в объеме газовой залежи Як-II (северный купол). Залежь нефтяная, сводовая, литологически экранированная, площадь залежи составляет 44 км<sup>2</sup>, высота залежи 15 м, нефтенасыщенные толщины по данным ГИС изменяются от 0,2 м до 10,2 м, средневзвешенная толщина по залежи составляет 3,0 м. Структурная карта кровли пласта Як-III-VII приведена на граф. П. 5.

Залежь пласта Сд-IX нефтяная, массивная, сводовая. ВНК принят на абсолютной глубине -2378,8 м. Размеры залежи 6×3-4 км, её площадь составляет 17996 тыс. м<sup>2</sup>, высота - 25 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0 до 6,8 м. Структурная карта кровли пласта Сд-IX приведена граф. П. 6.

Залежь пласта Нх-I нефтяная, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Положение ВНК изменяется от -2672,2 до -2646,0 м. В восточной части залежи, в районе скважины СВн-2, залежь ограничена зоной глинизации, шириной около 5 км. Размеры залежи 33,5×8,5-18,5 км, её площадь составляет 329028 тыс. м<sup>2</sup>, высота 115 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем по залежи составила 7,3 м. Структурная карта кровли пласта Нх-I приведена на граф. П. 7.

Залежь Нх-III-IV нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая. Абсолютная отметка положения ГНК не изменилась по сравнению с ДТСР 2011 и составляет -2716 м. Для пласта Нх-III-IV ВНК в скважинах определен в интервале -2766,27 (скв. 9N) ÷ -2748,2 м (скв. 154) с общим наклоном в юго-восточном направлении. Размеры залежи 30×13 км, её площадь составляет 290305 тыс. м<sup>2</sup>, высота нефтенасыщенной части залежи - 40,61 м, газонасыщенной - 56,81 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,25 м (скв. 327) до 37,25 м (скв. 142PL) со средним значением по залежи 17,4 м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0,7 м (скв. 157PL) до 41,6 м (скв. 342) со средним значением по залежи 14,5 м. Структурная карта кровли пласта Нх-III-IV приведена на граф. П. 8.

Общая геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приведена в таблице 1.

Таблица 1 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	-995-1015	-1650-1671			-2400	-2670	-2750

Продолжение таблицы 1

Тип залежи	Пластовый, сводовый, литологически- экранированный			Массивный, сводовый		Пластовый, сводовый, литологическ и- экранированн ый	Пластовы й, сводовый
Тип коллектора	терригенный, поровый						
Площадь нефтегазоносности, тыс.м <sup>2</sup>	208730	30930	72466	318253	17996	329028	290305
Средняя общая толщина пласта, м	44,9	12	6	94	36,3	54,9	72.83
Средняя газонасыщенная толщина, м	12,2	3,8	2,6	9	-	-	13.9
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-	2,3	3,8	14,8	5,3	7,3	17,4
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	12,8	4,8	-	36	15,2	6	22,0
Коэффициент пористости, доли ед.	0,28	0,27	0,27	0,27	0,2	0,20	0,21
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	-	-	-	-	-	0,46	-
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ/ВГНЗ, доли ед.	-	0,44/0 ,44	0,54/0,5 4	0,47/0,73	0,60	0,37	0,45/0,57
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	-	0,44	0,54	0,61	0,60	0,49	0,54
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	288	51		319	40	24	128
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,47	0,20	0,10	0,7	0,77	0,37	0,68
Расчлененность	5,5	2,8	2,6	14,6	3,5	3,6	12.8
Начальная пластовая температура, °С	12,0	30,0		34	53	59	65
Начальное пластовое давление (на ГНК, ГВК), МПа	9,6	15,8		15,9	23,5	25,4	27,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	-	-		8,7	1	0,6	0.8
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	-	-		0,850	0,725	0,693	0,688
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	-	0,902		0,902	0,867	0,823	0,845
Абсолютная отметка ГНК/ГВК, м	-976	- 1579,9	-1596,9	-1600	-	-	-2716

### Продолжение таблицы 1

Абсолютная отметка ВНК, м	-	от -1581,6 до -1688,9	от -1607,9 до -1635,6	от -1632,1 до -1657,1	-2378,8	от -2646,0 до -2672,2	от -2748,2 до -2766,27
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	-	1,12	1,12	1,12	1,377	1,422	1,458
Содержание серы в нефти, %	-	-	-	0,2	0,07	0,12	0,1
Содержание парафина в нефти, %	-	-	-	0,9	2,16	4,2	3,8
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	-	-	15,9	23,5	25,4	27,1
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	-	59,9	-	60,5	177,4	202,3	211,0
Содержание сероводорода, %	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	1,2	0,8	-	0,74	0,53	0,48	0,44
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	1,007	1,008	-	1,008	1,01	1,007	1,009
Сжимаемость, 1/МПа × 10 <sup>-4</sup>							
нефти	-	-	-	3	10	12	13
воды	4,1	4,1	-	4,1	4,1	4,1	4,1
Коэффициент вытеснения нефти, доли ед.	-	-	-	0,528	0,494	0,436	0,518

## 2 Описание технологической схемы УПСВ-Юг

Установка предварительного сброса воды Юг с УПН на Ванкорском месторождении представляет собой комплекс сооружений для сбора, подготовки сырой нефти, поступающей от нефтяных скважин, транспорта подготовленной до товарных кондиций нефти в магистральный нефтепровод, а также отделения попутного нефтяного газа и подготовки пластовой воды для использования ее в системе ППД.

Производительность установки проектная:

- по жидкости, тыс.м<sup>3</sup>/сут 54,046;
- по воде, тыс.м<sup>3</sup>/сут 49,157;
- по нефти, тыс.тн/сут 36,986;
- по газу млн.нм<sup>3</sup>/сут 22,082.

Производительность установки текущая:

- по жидкости, тыс.м<sup>3</sup>/сут 70,332;
- по воде, тыс.м<sup>3</sup>/сут 42,946;
- по нефти, тыс.тн/сут 23,385;
- по газу млн.нм<sup>3</sup>/сут 12,266.

Продукция нефтяных скважин поступает на узел приема и запуска очистных устройств.

На площадке узла СОД расположен узел регулирования давления УРД-1 узел регулирования давления УРД-4, которые обеспечивают выравнивание и поддержание давления поступающей на УПСВ Юг нефтяной эмульсии, в зависимости от режима работы фонда скважин и режима работы УПСВ.

Нефтегазовая смесь от площадки СОД через узлы регулирования давления УРД-1 и УРД-4 по двум трубопроводам DN 800 поступает на разгазирование в пробкоуловители С-2, С-3, подключенные параллельно, после этого нефтегазовая эмульсия поступает в пробкоуловитель С-1.

Первичное разгазирование водонефтегазовой эмульсии происходит в пробкоуловителях С-2, С-3 (давление первой ступени  $P=2,0-2,5$  МПа), вторичное разгазирование – в аппарате С-1.

Газ из пробкоуловителей С-2, С-3, через УУГ-2 подается на узел приема запуска очистных устройств, и далее на ЦПС для дальнейшей транспортировки в систему Магистральных газопроводов ПАО «Газпром».

Жидкость с выхода пробкоуловителей С-2, С-3 через клапаны регуляторы уровня подается на дальнейшее разгазирование в пробкоуловитель С-1 и далее поступает на нагрев в путевые подогреватели ПП 1-4 и блочные трубчатые печи ПТБ-10/5, 6, 7, 8.

В путевых подогревателях ПП 1-4 (F20001-F20004) и блочных трубчатых печах ПТБ-10/5,6,7,8 происходит нагрев нефтяной эмульсии до температуры 30-55 С. Нагретая эмульсия с выхода путевых подогревателей ПП 1-4 и блочных трубчатых печей ПТБ-10/5, 6, 7, 8 поступает в сепараторы-каплеотбойники С-4,5,6,7.

К установке принято четыре каплеотбойника с перегородками. Каплеотбойник представляет собой горизонтальный аппарат номинальным объемом  $V=220$  м<sup>3</sup> с эллиптическими днищами, внутренними устройствами, трубопроводной обвязкой, запорно-регулирующей арматурой и средствами КИПиА. Поступающая в каплеотбойники эмульсия с температурой  $t=30-55$  оС, разделяется на нефть, воду и газ.

Вода от каплеотбойников С-4,5,6,7 поступает в уравнильный резервуар пластовой воды Р-2 или Р-1 для отстоя. После отстаивания в уравнильном резервуаре пластовая вода поступает и на установку подготовки пластовой воды.

Нефть от каплеотбойников С-4,5,6,7 собирается в коллектор и направляется в дегазаторы ДГ-1, ДГ-2, где при давлении до 0,15 МПа происходит окончательное разгазирование нефти.

Газ из дегазаторов ДГ-1, ДГ-2 через факельный сепаратор низкого давления ФСНД, УУГ-1 сбрасывается для сжигания на факел ФЗТ.

Из дегазатора ДГ-1 (V20014) нефть при давлении до 0,15 МПа поступает в электростатический коагулятор ЭКГ-1 для обезвоживания и обессоливания под действием электрического поля. Из дегазатора ДГ – 2 нефть при давлении до 0,15

					ДП-240403.65 ПЗ	24
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



МПа поступает в электростатический коагулятор ЭКГ-2 для обезвоживания и обессоливания под действием электрического поля.

Для получения товарной нефти с остаточным содержанием воды 0,5% необходимо обеспечить содержание воды в нефти на входе в электрокоагуляторы не более 5,0%.

Нефть из электрокоагуляторов ЭКГ-1, ЭКГ-2 через регулирующие клапаны направляется на прием насосов с помощью которых откачивается в технологические резервуары для нефти Р-301/1,2.

### **3 Особенности и классификация сепараторов**

В процессе подъёма жидкости из скважин и транспорта её до центрального пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды постепенно снижается давление и из нефти выделяется газ. Объём выделившегося газа по мере снижения давления в системе увеличивается и обычно в несколько десятков раз превышает объём жидкости. Поэтому при низких давлениях их совместное хранение, а иногда и сбор становятся нецелесообразными. Приходится осуществлять их отдельный сбор и хранение.

Процесс отделения газа от нефти называется сепарацией. Аппарат, в котором происходит отделение газа от продукции нефтяных скважин, называют сепаратором.

Часто отвод свободного газа от нефти осуществляется в нескольких местах. Каждый пункт вывода отсепарированного газа называется ступенью сепарации газа.

Многоступенчатая сепарация применяется для постепенного отвода свободного газа по мере снижения давления.

Нефтегазовую смесь из скважины направляют сначала в сепаратор высокого давления, в котором из нефти выделяется основная масса газа. Этот газ может транспортироваться на большие расстояния под собственным давлением.

Из сепаратора высокого давления нефть поступает в сепаратор среднего и низкого давления для окончательного отделения от газа.

Сепарация газа от нефти может происходить под влиянием гравитационных, инерционных сил и за счет селективной смачиваемости нефти. В зависимости от этого и различают гравитационную, инерционную и плёночную сепарации, а сепараторы — гравитационные, гидроциклонные и жалюзийные.

Гравитационная сепарация осуществляется вследствие разности плотностей жидкости и газа, т.е. под действием их силы тяжести. Сепараторы, работающие на этом принципе, называются гравитационными.

Инерционная сепарация происходит при резких поворотах газонефтяного потока. В результате этого жидкость, как более инерционная, продолжает двигаться по прямой, а газ меняет своё направление. В результате происходит их разделение. На этом принципе построена работа гидроциклонного сепаратора, осуществляемая подачей газонефтяной смеси в циклонную головку, в которой

					ДП-240403.65 ПЗ	25
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

жидкость отбрасывается к внутренней поверхности и затем стекает вниз в нефтяное пространство сепаратора, а газ двигается по центру циклона.

Плёночная сепарация основана на явлении селективного смачивания жидкости на металлической поверхности. При прохождении потока газа с некоторым содержанием нефти через жалюзийные насадки (каплеуловители) капли нефти, соприкасаясь с металлической поверхностью, смачивают её и образуют на ней сплошную жидкостную плёнку. Жидкость на этой плёнке держится достаточно хорошо и при достижении определённой толщины начинает непрерывно стекать вниз. Это явление называется эффектом плёночной сепарации. Жалюзийные сепараторы работают на этом принципе.

Также известны два способа регулирования уровня жидкости в сепараторах.

1. Объемный способ. Накопление жидкости до верхнего уровня в сепараторе и сброс ее из сепаратора до нижнего уровня. Этот цикл повторяется систематически, жидкость находится достаточно продолжительное время в сепараторе.

2. Выдерживание регулируемого уровня. При этом расход жидкости измеряется кориолисовыми, ультразвуковыми или турбинными расходомерами. Клапаны-регуляторы обеспечивают пропорциональный расход жидкости. Последняя из сепаратора выводится по мере ее поступления.

Наибольшее распространение на нефтяных месторождениях получили горизонтальные сепараторы, характеризующие повышенной пропускной способностью при одном и том же объёме аппарата, лучшим качеством сепарации, простотой обслуживания и осмотра по сравнению с вертикальными.

В настоящее время выпускаются двухфазные горизонтальные сепараторы типа НГС и типа УБС. Наряду с двухфазными организовано производство трёхфазных сепараторов, которые, помимо отделения газа от нефти, служат также для отделения и сброса свободной воды. К трёхфазным сепараторам относятся установки типа УПС. Перечисленные сепарационные установки служат в качестве технологического оборудования центральных пунктов сбора и подготовки нефти, газа и воды.

Сепараторы типа НГС предназначены для отделения газа от продукции нефтяных скважин на первой и последующей ступенях сепарации нефти, включая горячую сепарацию на последней ступени.

В России используются преимущественно горизонтальные нефтегазовые сепараторы (НГС). Конструкция НГС определяется в основном следующими факторами:

- эффективностью сепарации газа и жидкости: унос жидкости газом - до 0,1 г/м<sup>3</sup>, около 0,01 %; унос свободного газа жидкостью - до 1 %, т.е. очистка жидкости на два порядка ниже очистки газа;

- эффективностью разгазирования нефти, что особенно важно в концевых ступенях сепарации.

Разделение нефти и газа в типовых НГС происходит в два-три этапа:

1) Предварительно на уголковом отбойнике жидкости;

					ДП-240403.65 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		26

- 2) На полочном пеногасителе (при сепарации пенистой нефти);
- 3) Окончательно в каплеуловителях струнной конструкции.

Ширина, высота, длина каплеуловителя составляют соответственно 430х245х108 мм. Каплеуловители устанавливаются в сепараторах диаметром 1200-3400 мм в количестве 2-16.

В нефтяной промышленности используются также вертикальные газосепараторы (ГС) для тонкой очистки газа после нефтегазовых сепараторов. НГС рассчитаны на давление 0,6-6,4 МПа. При более высоком давлении (10-16 МПа) применяются горизонтальные сепараторы той же конструкции по индивидуальным проектам. Вертикальные газосепараторы (ГС), рассчитанные на давление 0,6-8,8 МПа.

Параметры НГС и ГС приведены в таблице 1. Указанные сепараторы в 1999-2008 гг. использовались на промыслах Краснодарского края, в технологических схемах ООО «МНТК Топэнергомашипром» [6].

Таблица 2 – Основные параметры НГС и ГС

Тип сепаратора	Расчётное давление, МПа	Диаметр сепаратора, мм				
		600	800	1200	1800	2000
Производительность по газу, тыс. м³/ч (масса, т)						
НГС	0,6			20,7(2,6)	41,4(4,3)	62,2(6,4)
ГС	0,6			19,5(1,9)	34,6(3,1)	56,0(5,0)
НГС	1,0			23,3(2,6)	46,7(4,4)	70,0(7,4)
ГС	1,0			26,2(1,9)	46,7(3,1)	68,7(5,0)
НГС	1,6			37,4(3,0)	62,9(5,8)	94,4(8,1)
ГС	1,6		5,8(1,2)	35,4(2,2)	62,9(3,7)	91,7(6,1)
НГС	2,5			39,0(3,6)	78,0(7,3)	117,2(11,2)
ГС	2,5	12,5(0,9)	21,7(1,3)	49,2(2,9)	87,5(4,8)	133,3 (8,2)
НГС	4,0			55,0(5,0)	110,0(10,5)	165,0(15,6)
ГС	4,0	16,3(1,2)	28,7(1,9)	64,6(3,6)	115,0(6,8)	166,7(11,9)
НГС	6,4			74,9(6,5)	149,5(13,9)	224,8(26,7)
ГС	6,4	20,0(1,6)	35,8(3,0)	80,4(5,3)	142,9(10,0)	212,5(17,4)
Производительность по жидкости, м³/ч						
НГС				≤ (20-100)	≤ (45-225)	≤ (86-430)

Продолжение таблицы 2

ГС		≤ (2-5)	≤ (3-8)	≤ (5-18)	≤ (9-32)	≤ (12-47)
Примечание. Объём НГС диаметром 1200, 1600, и 2000 мм составлял соответственно 6,3; 12,5 и 25 м <sup>3</sup> , объём ГС диаметром 600, 800, 1200, 1600 и 2000 мм – соответственно 0,8; 1,6; 4; 8 и 16 м <sup>3</sup> .						

Сепаратор типа НГС (рисунок 3) состоит из горизонтальной ёмкости 1, оснащённой патрубками для входа продукции 2, для выхода нефти 10 и газа 7. Внутри ёмкости непосредственно у патрубка для входа нефтегазовой смеси смонтированы распределительное устройство 3 и наклонные желоба (дефлекторы) 4 и 5. Возле патрубка, через который осуществляется выход газа, установлены горизонтальный 8 и вертикальный 6 сетчатые отбойники. Кроме того, аппарат снабжён штуцерами и муфтами для монтажа приборов сигнализации и автоматического регулирования режима работы.

Газонефтяная смесь поступает в аппарат через входной патрубок 3, изменяет своё направление на 90°, и при помощи распределительного устройства нефть вместе с остаточным газом направляется сначала в верхние наклонные желоба 4, а затем в нижние 5. Отделившийся из нефти газ проходит сначала вертикальный каплеотбойник 6, а затем горизонтальный 8. Эти каплеотбойники осуществляют тонкую очистку газа от капельной жидкости (эффективность свыше 99 %), что позволяет отказаться от установки дополнительного сепаратора газа. Выделившийся в сепараторе газ через патрубок 7, задвижку и регулирующий клапан (на рисунке 1 не показаны) поступает в газосборную сеть.

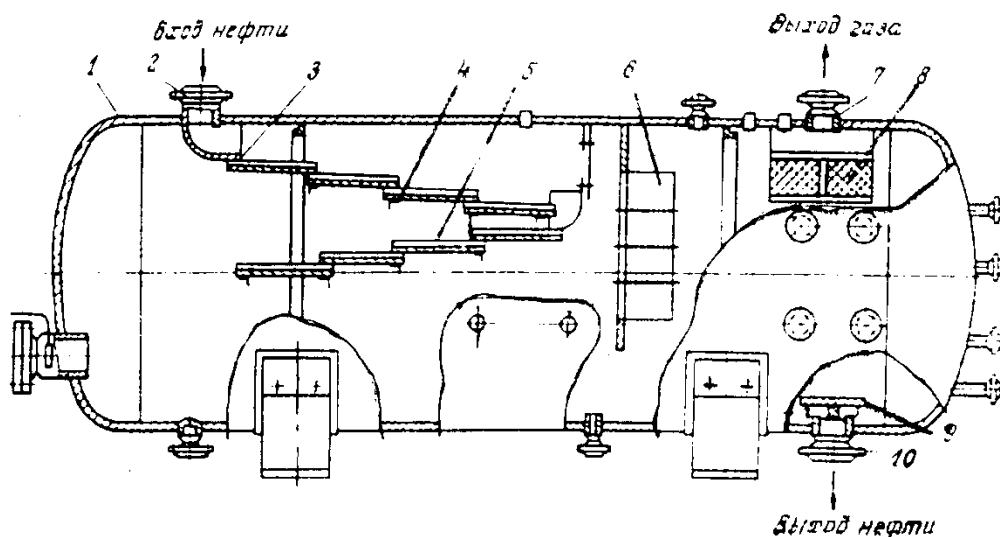
Отсепарированная нефть, скопившаяся в нижней секции сбора жидкости сепаратора, через выходной патрубок 10 направляется на следующую ступень сепарации или, в случае использования аппарата на последней ступени, в резервуар. Для устранения возможности воронкообразования и попадания газа в выкидную линию над патрубком выхода нефти устанавливается диск 9.

Комплекс приборов и средств автоматизации обеспечивает:

- автоматическое регулирование рабочего уровня нефтегазовой смеси в сепараторе;
- автоматическую защиту установки (прекращения подачи в сепаратор нефтегазовой смеси) при:
  - а) аварийном повышении давления в сепараторе;
  - б) аварийно-высоком уровне жидкости в сепараторе;
- сигнализацию в блок управления об аварийных режимах работы установки.

Сепаратор нефтегазовый НГС по ГП 805.00.000 предназначен для сепарации газонефтяной смеси на первой, промежуточной и концевой ступенях в системах сборов и установках подготовки нефти.

					ДП-240403.65 ПЗ	28
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



1 — горизонтальная ёмкость; 2 — патрубок входа продукции; 3 — распределительное устройство; 4, 5 — наклонные желоба; 6 — вертикальный каплеотбойник; 7 — патрубок выхода газа; 8 — горизонтальный сетчатый отбойник; 9 — диск; 10 — патрубок выхода нефти

Рисунок 3 — Нефтегазовый сепаратор типа НГС

Сепараторы центробежные вертикальные СЦВ-500М, СЦВ-1000М (А.С. 787065, 986461) предназначены для окончательной очистки газа от капельной жидкости после газонефтяных сепараторов.

Сравнительная характеристика сепараторов СЦВ-1000/16 и НГС при использовании его в качестве газосепаратора показана в таблице 2.

Таблица 3 — Сравнительная характеристика СЦВ-1000/16 и НГС

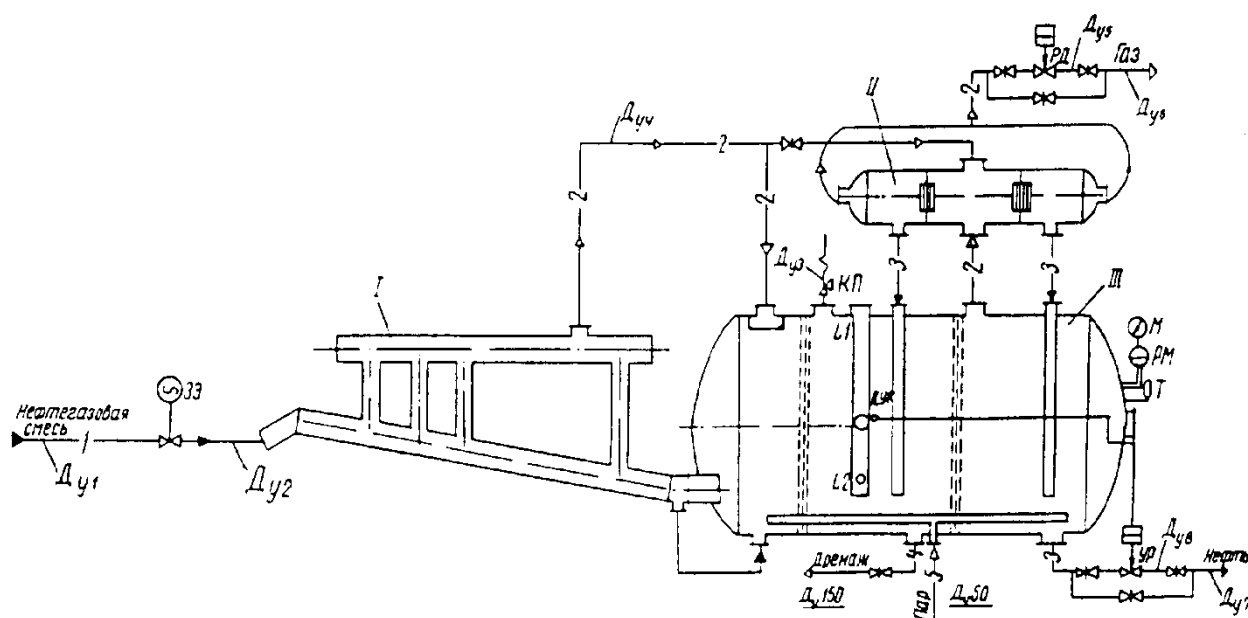
Показатели	НГС-1-16-3000 по ГП 496	СЦВ-1000/16
Производительность по газу, млн. м <sup>3</sup> /сут	2,5	2,5
Рабочее давление, МПа	1,6	1,6
Объем аппарата, м <sup>3</sup>	100	3
Масса, кг	31000	2500
Степень очистки газа, г/м <sup>3</sup>	0,5	0,05

Установки блочные сепарационные УБС-3000/6; УБС-1500/6; УБС-1500/14; УБС-6300/6; УБС-6300/14; УБС-16000/6; УБС-10000/6 обычно состоят из технологической ёмкости, каплеотбойника, депульсатора, технологической обвязки трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры и системы автоматизации (рисунок 4, таблица 3).

Таблица 3 - Основные технические данные установок типа УБС

Шифр установки	Условный проход, мм							
	Д <sub>у1</sub>	Д <sub>у2</sub>	Д <sub>у3</sub>	Д <sub>у4</sub>	Д <sub>у5</sub>	Д <sub>у6</sub>	Д <sub>у7</sub>	Д <sub>у8</sub>
УБС-1500/6	500	500	125	150	50	150	250	80
УБС-1500/14	500	500	125	150	50	150	250	80
УБС-6300/6	500	500	200	250	80	250	400	150
УБС-6300/14	500	500	200	250	100	250	400	150
УБС-10000/6	600	700	300	300	100	300	400	150
УБС-10000/14	600	700	300	300	150	300	400	150
УБС-16000/6	600	700	300	300	100	300	500	150
УБС-16000/14	600	700	300	300	150	300	500	150

Технологическая ёмкость, депульсатор, каплеотбойник с устройством предварительного отбора газа системой обвязки трубопроводами и запорно-регулирующей арматуры объединены в сепарационный блок. Для обслуживания установки предусмотрена площадка.



1 — нефтегазовая смесь; 2 — газ; 3 — нефть; 4 — дренаж; 5 — пар; I — депульсатор; II — каплеотбойник; III — технологическая ёмкость.

Рисунок 4 — Принципиальная схема сепарационной блочной установки

Работа установки основана на предварительном отборе газа из газонефтяной смеси в депульсаторе I, окончательном разгазировании в технологической ёмкости III и окончательной очистке газа от капельной жидкости в каплеотбойнике II. Газонефтяная смесь от скважин поступает в депульсатор I, где происходит разделение расслоившихся в подводящем трубопроводе нефти и газа. Отделившийся газ отводится в каплеотбойник II, а нефть поступает в технологическую ёмкость III. В каплеотбойнике газ проходит через струнные отбойники, очищается от капельной нефти и через регулятор давления направляется в газопровод. Собранная в каплеотбойнике жидкость стекает по патрубкам в технологическую ёмкость. Из последней нефть проходит через две перегородки из просечно-вытяжных листов, способствующих вытеснению промежуточного слоя между пузырьками газа, их коалесценции и отделению остаточного газа от нефти. Окончательно отсепарированная нефть направляется через выходной патрубок и регулятор уровня жидкости в нефтепровод.

При необходимости подачи газа из депульсатора в каплеотбойник через газовое пространство технологической ёмкости на газовой линии между каплеотбойником и депульсатором предусмотрена задвижка, а между депульсатором и технологической ёмкостью - газопровод.

Технологический процесс на установке полностью автоматизирован и обеспечивает:

- автоматическое регулирование давления и уровня нефти в технологической ёмкости;
- сигнализацию предельных значений давления верхнего и нижнего уровней нефти в технологической ёмкости;
- местный контроль уровня температуры нефти и давления в технологической ёмкости;
- выдачу сигнала на автоматическое закрытие приёмной линии установки при достижении верхнего предельного уровня нефти;
- формирование общего аварийного сигнала на диспетчерский пункт.

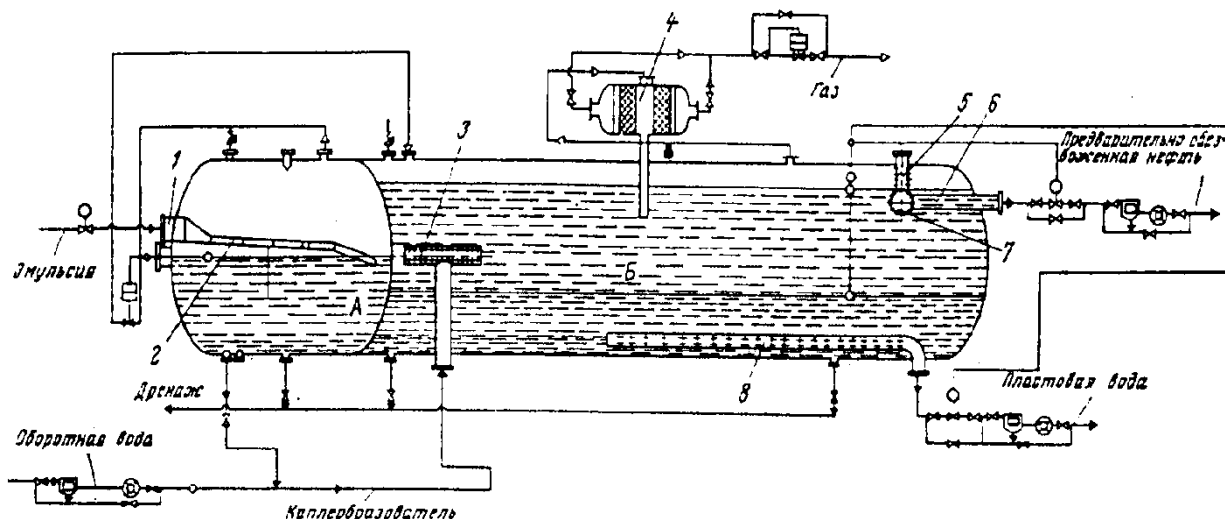
Сепарационные установки с предварительным сбросом воды типа УПС предназначены для отделения газа от обводнённой нефти и сброса свободной пластовой воды с одновременным учётом количества обезвоженной нефти и воды, выходящих из аппарата. Выпускаются установки типа УПС на рабочее давление 0,6 МПа следующих модификаций: УПС-3000/6М, УПС-А-3000/6, УПС-6300/6М и УПС-10000/6М. Одновременно разработаны все модификации УПС и на рабочее давление 1,6 МПа.

В шифре установок приняты следующие обозначения: УПС — установка с предварительным сбросом воды; А — в антикоррозионном исполнении; первая цифра после букв — пропускная способность по жидкости (м<sup>3</sup>/сут); вторая цифра — допустимое рабочее давление (кгс/см<sup>2</sup>); М — модернизированная.

					ДП-240403.65 ПЗ	31
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Автоматизированные установки выполнены в моноблоке и состоят из следующих основных частей: блока сепарации и сброса воды, запорно-регулирующей арматуры, системы контроля и управления (рисунки 5).

Блок сепарации и сброса воды глухой сферической перегородкой разделён на два отсека — сепарационный А и отстойный Б. Каждый отсек имеет люк-лаз, предохранительный клапан и дренажные штуцеры.



1 — сопло; 2 — нефтеразливная полка; 3 — распределитель жидкости на входе; 4 — выносной каплеотбойник; 5, 6 — штуцеры для вывода нефти; 7 — перфорированная труба; 8 — перфорированный трубопровод; А — сепарационный отсек; Б — отстойный отсек

Рисунок 5 — Принципиальная схема установок типа УПС-8000 и УПС-6300

В сепарационном отсеке для более полной сепарации и предотвращения пенообразования предусмотрена нефтеразливная полка 2. Для равномерного потока в параллельно работающих установках в сепарационных и отстойных отсеках имеются штуцеры для сообщения их по жидкости (в нижней части) и газу (в верхней части).

В отстойном отсеке для более полного использования объема емкости имеются распределитель 3 жидкости на входе, перфорированная труба со штуцером для вывода воды 8 и два штуцера 5 и 6 для вывода нефти. Расположение штуцеров для вывода нефти позволяет осуществлять работу установок в режимах полного и неполного заполнения. На установке УПС-6300 применяется выносной каплеотбойник 4, устанавливаемый над отстойной секцией.

Работа установки происходит следующим образом. Продукция скважин поступает в сепарационный отсек А по соплу 1 и нефтеразливной полке 2, где



происходит отделение газа от жидкостной фазы. Отделившийся нефтяной газ через регулятор уровня, отводится в отсек Б, откуда через каплеотбойник 4 и регулятор давления — в газовый коллектор.

В случае применения установки на первой ступени сепарации предусматривается узел предварительного отбора газа (депульсатор). При использовании установки на второй ступени сепарации монтаж узла предварительного отбора газа не требуется.

Водонефтяная эмульсия из отсека А передавливается в отсек Б под действием давления газа. Допустимый перепад давления между отсеками Б и А не более 0,2 МПа (в зависимости от длины каплеобразователя между отсеками).

Водонефтяная эмульсия поступает в отстойный отсек Б через входной распределитель 3. При этом основная часть струй, вытекающих из распределителя, движется радиально, а меньшая часть — в направлении ближайшего эллиптического днища аппарата. Доходя до стенок аппарата, и теряя кинетическую энергию, струи эмульсии отражаются и принимают горизонтальное направление вдоль аппарата. Отстоявшаяся вода отводится через перфорированный трубопровод 8. Предварительно обезвоженная нефть выводится через штуцеры 5 и 6, связанные с перфорированной трубой 7, расположенной в верхней части ёмкости.

Система контроля и управления должна осуществлять:

- регулирование уровня «нефть-газ» на уровне 2400 мм;
- регулирование уровня «нефть-вода» на уровне 900 мм;
- регулирование давления в технологической ёмкости;
- измерение количества предварительно обезвоженной нефти;
- измерение количества сбрасываемой воды;
- измерение количества оборотной воды;
- сигнализацию достижения заданных предельных значений давления и уровня нефти в ёмкости;
- аварийную отсечку по входу продукта при достижении уровня нефти в аппарате 2600 мм и заданном давлении;
- измерение давления и температуры.

При работе в режиме полного заполнения не осуществляется регулирования уровня «нефть-газ» и сигнализация аварийного уровня, предварительно обезвоженная нефть отводится через верхний штуцер 5, связанный с перфорированной трубой, а штуцер 6 закрывается.

Сепарационные блочные установки с насосной откачкой предназначены для сепарации нефти от газа и подачи от сепарированной нефти под напором насосов на объекты подготовки нефти в системах герметизированного сбора и подготовки нефти, газа и воды.

Установки в основном состоят из сепарационного блока, блока коллектора, блока измерения и регулирования, комплекса системы автоматизации, межблочной обвязки коммуникаций, укрытия и площадок обслуживания. В качестве сепараторов приняты сепараторы соответствующей производительности

					ДП-240403.65 ПЗ	33
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

и рабочих давлений. Работа установки основана на предварительном отборе газа из газонефтяной смеси в депульсаторе, окончательном разгазировании в технологической ёмкости и подаче нефти под напором насосов на объекты подготовки нефти.

В таблице 4 приведены основные технические данные трёх типов сепарационных установок. Первые два типа установок включают два насосных блока и третий тип — три насосных блока. Отделившийся газ отводится в каплеотбойник, где разделяется на два потока и, проходя через два сетчатых отбойника, очищается от капельной нефти и направляется в газопровод [1].

Таблица 4 - Технические характеристики установок типа УБСН

Показатели	УБСН-400- 1,6/4	УБСН-1600- 1,6/4	УБСН-6300- 1,6/4
Температура окружающей среды, К (°С)	233 ÷ 313 (-40 ÷ +40)		
Максимальная производительность по сырью, м <sup>3</sup> /с (м <sup>3</sup> /сут)	0,0092 (800)	0,018 (1600)	0,036 (3150)
Максимальное рабочее давление нагнетания, МПа	4,0		
Рабочая среда	сырая нефть		
Максимальная температура, К (°С)	323 (50)		
кинетическая вязкость, м <sup>2</sup> /с (сСт)	0,00015 (150)		
плотность, кг/м <sup>3</sup>	750 ÷ 900		
Максимальное содержание в рабочей среде (объемных), %: сероводорода углекислого газа	0,01 1		
Максимальный газовый фактор при нормальных условиях, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	200		
Максимальный унос свободного газа нефтью (объемных), %	2		

Продолжение таблицы 4

Максимальный унос капельной нефти газом, $\text{м}^3/\text{м}^3$	$0,1 \cdot 10^{-6}$		
Максимальная потребляемая мощность силовым электрооборудованием, кВт	132	200	315
Режим работы	непрерывный		
Объём технологической ёмкости, $\text{м}^3$	10	40	40
Габариты, мм	16090×13510×× 4748	21765×14450×× 6148	22010×15106×× 6880
Масса, кг, не более	26600	44500	61000

#### 4 Основание для реконструкции и модернизации

##### 4.1 Основание для проведения реконструкции газовых сепараторов С2, С3

В данном проекте рассматривается решение проблем, выявленных в ходе работы двухфазного горизонтального сепаратора (пробкоуловителя) производства АО «Дзержинскиммаш», эксплуатируемого на установке предварительного сброса воды в качестве сепаратора первой ступени.

Выявленные замечания показали, что сепаратор имеет низкую производительность. Это объясняется тем, что процесс сепарации в данном сосуда протекает на низком уровне вследствие неэффективной и некачественной работы внутренних устройств.

При остановке сепаратора был проведён его внутренний осмотр (см. приложение Б). Данные повреждения конструкции узла выхода газа, как видно из иллюстраций, являются следствием его низкой пропускной способности и конструктивной недоработки.

Во время проведения патентно-информационного обзора были выявлены основные достоинства и недостатки различного вида сепараторов. Для устранения вышеперечисленных замечаний предложены решения по модернизации внутреннего оборудования сепаратора.

##### 4.2 Основание для проведения реконструкции газового сепаратора С1.

Максимальная производительность УПСВ-Юг достигнутая в период эксплуатации равна:

- по жидкости, тыс.м3/сут 77,896;

					<b>ДП-240403.65 ПЗ</b>	35
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- по воде, тыс.м3/сут 48,0.

В соответствии с профилем добычи Ванкорского месторождения на 2016 – 2020 год максимальный объем добычи жидкости составит 86,2 тыс.м3/сут, максимальный объем пластовой воды составит 70,5 тыс.м3/сут.

Превышение проектных параметров установки при прогнозируемой добыче составит по жидкости на 32,154 тыс.м3/сут, по пластовой воде на 21,3 тыс.м3/сут.

Очевидно, что при текущей производительности УПСВ-Юг достижение плановых показателей по добыче невозможно, следовательно, требуется реконструкция оборудования установки с возможностью обеспечения дополнительного сброса пластовой воды.

## **5 Техническое предложение**

### **5.1 Реконструкция сепараторов С2,С3**

#### **5.1.1 Изменение геометрической формы отбойника С2, С3**

Основой является замена плоского отбойного стола на конус. Такое исполнение отбойника позволит равномерно распределить движение потока в разных направлениях и увеличить поверхность контакта газоводонефтяной смеси с конусом, что в свою очередь должно улучшить сепарацию жидкости на входе.

#### **5.1.2 Установка перегородки жалюзийного типа**

Данная перегородка представляет собой сварную конструкцию, разделённую на несколько отсеков. Каждый отсек имеет по восемь направляющих равнополочных уголков, в каждом из которых выполнены пазы для установки жалюзи в горизонтальном положении. Отсеки между собой разделены металлическими листами. Вся конструкция в нижней части опирается на массивные уголки, лежащие на опорах. Для предотвращения свободного хода жалюзи в пазах предусмотрено их прижатие посредством уголков из алюминиевого сплава, которые в свою очередь крепятся к соответствующим направляющим уголкам с помощью болтового соединения. Крепление конструкции к корпусу сепаратора обеспечивается сварным соединением с использованием дополнительных промежуточных накладок.

Перегородка такой конструкции в данном случае выступает как успокоитель потока газоводонефтяной смеси. Преодолевая перегородку, поток расслаивается на множество частей и после приходит в спокойное состояние, которое необходимо для его дальнейшего движения по сепаратору.

#### **5.1.3 Установка сетчатой перегородки**

					<b>ДП-240403.65 ПЗ</b>	36
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Перегородка сетчатого типа представляет собой просечно-вытяжные листы, приваренные к балкам, в роли которых выступают швеллеры лёгкой серии. Для дополнительной опоры листов между балками используются металлические полосы. Вся конструкция крепится к корпусу сепаратора посредством сварки.

Такое выполнение перегородки обеспечивает эффективную сепарацию жидкости, способствует вытеснению промежуточного слоя между пузырьками газа, их коалесценции и отделению остаточного газа от смеси, а также будет способствовать увеличению производительности сепаратора.

#### **5.1.4 Изменение конструкции узла выхода газа**

Основной задачей является незначительное увеличение габаритных размеров короба с целью выполнения в нём дополнительного пропускного окна для газа, что в свою очередь обеспечит установку дополнительных струнных каплеуловителей. Для укрепления конструкции предусматривается постановка рёбер в виде равнополочных уголков, препятствующих в дальнейшем деформации короба. Такое выполнение увеличит пропускную способность узла и усилит его конструкцию.

#### **5.2 Реконструкция сепаратора С1**

При существующем режиме работы, пробкоуловитель выполняет функцию разгазирования поступающей жидкости, без сброса воды.

На данный момент обводненность на входе установки составляет 60%. Поступление жидкости 70 – 72 тыс.м<sup>3</sup>/сут, воды 43 тыс.м<sup>3</sup>/сут. По пробам жидкости отобранным на выходе с сепаратора С-1 можно видеть, что уже при отборе имеется свободная вода в пробе в объеме 50-60% от объема поступающей воды. Для исключения дальнейшей перекачки данного объема воды, необходимо произвести модернизацию пробкоуловителя: по выходу нефти смонтировать стояк на высоте 2,5м, демонтировать секции пеногашения на высоту 1,5м, смонтировать уровнемеры раздела фаз. Уровнемеры предусмотреть с минимальными поплавками по диаметру, соответствующей серии по давлению, для возможности установки в успокоитель. Также необходимо смонтировать фланцевую пару Ду 300 после отвода от штуцера аппарата для возможности демонтажа коллектора при чистке аппарата.

При монтаже коллектора и клапана Ду300 по сбросу воды скорость потока составит 3м/с

На данный момент рабочий уровень в аппарате составляет 1,6 метра, что составляет 120 м<sup>3</sup>, при монтаже стояка 2,5м, рабочий объем в аппарате достигнет значения 240 м<sup>3</sup>, что почти в 2 раза больше. Соответственно увеличиться время нахождения жидкости в аппарате с 2,4 минуты до 6,7 минут.

При условии, что с сепаратора первой ступени будет отбираться 40-50% от объема поступающей воды. Объем сброса с С-1 составит 18000-22000 м<sup>3</sup>/сут.

					ДП-240403.65 ПЗ	37
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

На данное решение получено согласование от Завода изготовителя АО «Дзержинскиймаш» (Приложение Г).

Эффект от реализации данного решения составит:

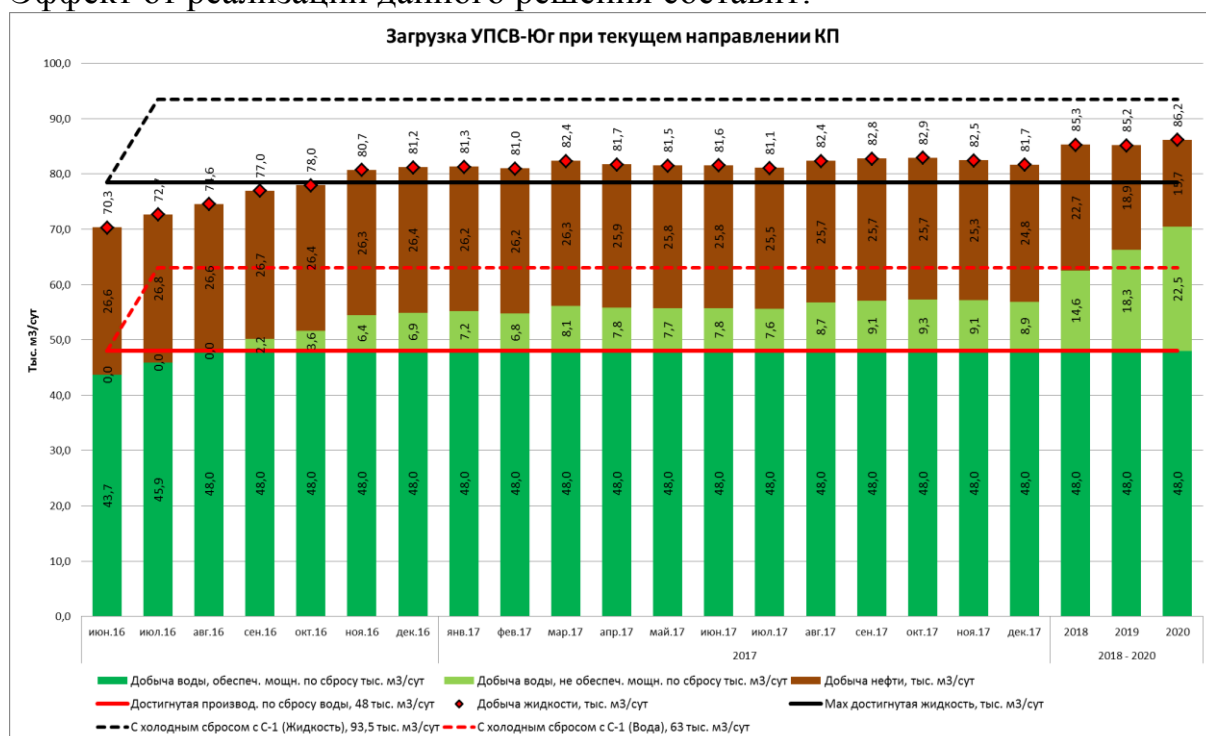


Рисунок 6 — Загрузка УПСВ-Юг.

## 6. Расчётная часть

### 6.1 Расчёт толщины стенки сепаратора

При расчёте тонкостенных сосудов, работающих под высоким давлением, применяют следующие теории прочности:

Первая теория прочности – наибольших нормальных напряжений, по которой за расчётное принимают наибольшее кольцевое напряжение, определяемое для тонкостенных сосудов по формуле, Па:

$$\sigma_K = \frac{P_P \cdot D_C}{2 \cdot s}, \quad (1)$$

где  $P_P$  – расчётное давление сепаратора, Па;

$D_C$  – средний диаметр сепаратора, м;

$s$  – толщина стенки сепаратора, м.

При расчёте допускаем, что:

$$\sigma_K = [\sigma]_T, \quad (2)$$

где  $[\sigma]_T$  – допускаемые напряжения при рабочей температуре, Па.

$$[\sigma]_T = 0,4\sigma_T, \quad (3)$$

где  $\sigma_T$  – предел текучести материала, для стали 09Г2С  $\sigma_T = 345$  МПа.

Допускаемые напряжения при рабочей температуре, Па:

$$[\sigma]_T = 0,4 \cdot 345 \cdot 10^6 = 138 \cdot 10^6.$$

Средний диаметр сепаратора рассчитывается по формуле, м:

$$D_C = D_B + s, \quad (4)$$

где  $D_B$  – внутренний диаметр сепаратора, м.

Отсюда толщина стенки сепаратора равна, м:

$$s = \frac{P_p \cdot D_B}{2 \cdot [\sigma]_T - P_p}. \quad (5)$$

По формуле (5), м:

$$s = \frac{3,5 \cdot 10^6 \cdot 4,5}{2 \cdot 138 \cdot 10^6 - 3,5 \cdot 10^6} = 0,058.$$

Средний диаметр сепаратора по формуле, м:

$$D_C = 4,5 + 0,058 = 4,558.$$

Наибольшее кольцевое напряжение, Па:

$$\sigma_K = \frac{3,5 \cdot 10^6 \cdot 4,558}{2 \cdot 0,058} = 138 \cdot 10^6.$$

Вторая теория прочности – теория наибольших касательных напряжений, по которой за эквивалентное напряжение берут разницу между наибольшим и наименьшим напряжениями.

Эквивалентное напряжение в сепараторе, Па:

$$\sigma_{\mathcal{O}} = \sigma_1 - \sigma_3, \quad (6)$$

где  $\sigma_1$  – наибольшее напряжение в сепараторе, Па;

$\sigma_3$  – наименьшее напряжение в сепараторе, Па.

Для тонкостенных сосудов, работающих под высоким давлением, наибольшее напряжение рассчитывается по формуле, Па:

$$\sigma_1 = \sigma_K = \frac{P_P \cdot D_C}{2 \cdot s}. \quad (7)$$

Наименьшее напряжение в сепараторе, Па:

$$\sigma_3 = P_P. \quad (8)$$

Отсюда эквивалентное напряжение в сепараторе, Па:

$$\sigma_{\mathcal{O}} = \frac{P_P \cdot (D_B + 3 \cdot s)}{2 \cdot s}. \quad (9)$$

Расчётная формула толщины стенки при  $\sigma_{\mathcal{O}} = [\sigma]_T$ , м:

					ДП-240403.65 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		40



$$s = \frac{P_P \cdot D_B}{2 \cdot [\sigma]_T - 3 \cdot P_P}. \quad (10)$$

По формуле (22), м:

$$s = \frac{3,5 \cdot 10^6 \cdot 4,5}{2 \cdot 138 \cdot 10^6 - 3 \cdot 3,5 \cdot 10^6} = 0,059.$$

Энергетическая теория прочности.

В данном случае эквивалентное напряжение рассчитывается по формуле, Па [9]:

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{0,5 \cdot [(\sigma_K - \sigma_M)^2 + (\sigma_K - \sigma_R)^2 + (\sigma_M - \sigma_R)^2]}, \quad (11)$$

где  $\sigma_M$  – меридиональное (продольное) напряжение, Па;

$\sigma_R$  – нормальное напряжение, Па.

Расчётная формула толщины стенки по энергетической теории прочности, м [9]:

$$s = \frac{P_P \cdot D_B}{2,3 \cdot [\sigma]_T - P_P}. \quad (12)$$

По формуле (24), м:

$$s = \frac{3,5 \cdot 10^6 \cdot 4,5}{2,3 \cdot 138 \cdot 10^6 - 3,5 \cdot 10^6} = 0,051.$$

Меридиональное (продольное) напряжение, Па [9]:

$$\sigma_M = \frac{P_P \cdot D_B}{4 \cdot s}. \quad (13)$$

По формуле (25), Па:

$$\sigma_M = \frac{3,5 \cdot 10^6 \cdot 4,5}{4 \cdot 0,051} = 77,2 \cdot 10^6.$$

Для тонкостенных сосудов, работающих под высоким давлением, нормальное напряжение рассчитывается как, Па:

$$\sigma_R = -P_P. \quad (14)$$

Эквивалентное напряжение по формуле, Па:

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{0,5 \cdot \left[ \left( (138 - 77,2)^2 + (138 + 3,5)^2 + (77,2 + 3,5)^2 \right) \cdot 10^6 \right]} = 123 \cdot 10^6. \quad (15)$$

Анализ данных расчётов показывает, что наименьшая толщина стенки сепаратора получается по третьей теории прочности.

## 6.2 Расчёт сварного шва

Допускаемые напряжения для стыковых сварных соединений машиностроительных конструкций, Па:

$$[\sigma]_P = 0,9[\sigma]. \quad (16)$$

					ДП-240403.65 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		42

где  $[\sigma]$  – допускаемое напряжение основного металла, Па. Для стали 09Г2С  $[\sigma] = 138 \text{ МПа}$ .

Допускаемые напряжения для сварного шва, Па:

$$[\sigma]_p = 0,9 \cdot 138 \cdot 10^6 = 124,2 \cdot 10^6.$$

Допускаемая нагрузка для сварного соединения при растяжении рассчитывается по формуле, Н:

$$F_1 = [\sigma]_p \cdot l \cdot \Delta, \quad (17)$$

где  $l$  – длина сварного шва, м;

$\Delta$  – катет сварного шва, м.

Длина сварного шва, м:

$$l = 2\pi R_H, \quad (18)$$

где  $R_H$  – наружный радиус сферы, м.

Длина сварного шва по формуле (29), м:

$$l = 2 \cdot 3,14 \cdot 2,295 = 14,4.$$

Допускаемая нагрузка для сварного соединения при растяжении, Н:

$$F_1 = 124,2 \cdot 14,4 \cdot 0,012 = 21,46 \cdot 10^6.$$

					ДП-240403.65 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		43

Нагрузка на разрыв сварного шва вычисляется, Н:

$$F = A \cdot P_p, \quad (19)$$

где  $A$  – площадь сечения,  $\text{м}^2$ .

Площадь сечения рассчитывается по формуле,  $\text{м}^2$ :

$$A = 4\pi R_H^2 - 4\pi R_{BH}^2, \quad (20)$$

где  $R_{BH}$  – внутренний радиус сферы, м.

Площадь сечения по формуле (31),  $\text{м}^2$ :

$$A = 4 \cdot 3,14 \cdot 2,295^2 - 4 \cdot 3,14 \cdot 2,265^2 = 0,38.$$

Нагрузка на разрыв сварного шва по формуле (30), Н:

$$F = 0,38 \cdot 3,5 \cdot 10^6 = 1,33 \cdot 10^6.$$

Условие  $F \leq F_1$  выполняется.

## 6.3 Прочностной анализ короба

### 6.3.1 Геометрия и зацепление

Точность зацепления в данном анализе была определена с помощью параметра значимости.

По умолчанию установлено нулевое значение значимости.

					ДП-240403.65 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		44

Таблица 5 – Статистика

Параметр	Ед. измерения	Величина
Размер ограничивающей рамки	мм	912,0
		418,4
		2032
Масса детали	кг	400,7
Объём детали	мм <sup>3</sup>	5,098e+007
Параметр значимости сетки	-	0
Узлы	-	15608
Элементы	-	7538

Примечание: размеры ограничивающей рамки представлены длинами в глобальной системе координат X, Y и Z.

### 6.3.2 Данные о материале

Следующее поведение материала предположительно для данного анализа:

- Линейное – напряжение прямо пропорционально деформации;
- Постоянное – все свойства термнезависимы;
- Однородное – свойства неизменны на протяжении всего объёма;
- Изотропное – свойства материала одинаковы во всех направлениях.

Таблица 6 – Сталь

Параметр	Ед. измерения	Величина
Модуль Юнга	МПа	2,1e+005
Коэффициент Пуассона	-	0,275
Массовая плотность	кг/мм <sup>3</sup>	7,85e-006
Предел текучести при растяжении	МПа	345,0
Предел прочности при растяжении	МПа	470,0

### 6.3.3 Нагрузки и зависимости

Следующие нагрузки и зависимости действуют на отдельные области детали. Области были определены путём выбора поверхностей, цилиндров, рёбер или вершин.

Таблица 7 – Описание нагрузок и зависимостей

Имя	Тип	Ед. измерения	Величина	Вектор
Давление 1	Поверхностное давление	МПа	2,0	-
Идеальная опора 1	Идеальная опора поверхности	-	-	-

Таблица 8 – Реакции зависимостей

Имя	Параметр	Ед. измерения	Величина
Идеальная опора 1	Сила	Н	1,891e+006
	Вектор	Н	-2,507e-004 -1,853e+006 3,76e+005
	Момент	Н·мм	2,043e+009
	Вектор момента	Н·мм	2,043e+009 1,443 47,93

Примечание: векторные данные соответствуют глобальным компонентам X, Y и Z.

#### 6.3.4 Результаты

В таблице 9 приведены все структурные результаты, полученные в ходе анализа. В следующем разделе представлены иллюстрации каждого результата, нанесённого на поверхность детали.

Запас прочности рассчитан на основе теории прочности при максимальном эквивалентном напряжении пластичного материала. В качестве предельного напряжения указан предел текучести при растяжении материала.

Таблица 9 – Структурные результаты

Параметр	Ед. измерения	Начало	Окончание
Эквивалентное напряжение	МПа	4,147	1111
Макс. главное напряжение	МПа	-227,6	1311
Мин. главное напряжение	МПа	-1293	245,6
Деформация	мм	0,0	28,32
Коэф. запаса прочности	-	0,1864	-

## 7 Экономический раздел

### 7.1 Калькуляция затрат на модернизацию сепараторов горизонтальных С2, С3.

Таблица 10 – Калькуляция затрат

1. Затраты на материалы	3803724,9
2. Транспортно-заготовительные расходы от п.1	760744,9875
3. Затраты на расходные материалы	10875
4. Основная заработная плата	20703,78
5. Премия	23188,25
6. Районный коэффициент	13912,95
7. Северные надбавки	6956,475
8. Дополнительная заработная плата	2484,4625
9. Итого заработная плата	67245,9125
10. Отчисления в ПФ и ФСС 34,2% от п.9	22998,1
11. Затраты на содержание инструмента 20% от п.9	13449,1875
12. Затраты на содержание оборудования 25% от п.9	16811,475
13. Накладные цеховые расходы 225% от п.9	151303,3
14. Накладные общепроизводственные расходы 187% от п.9	125749,8625
15. Итого	5040148,638

Продолжение таблицы 10

18. НДС	90722,67548
19. Итого с НДС	5130871,313

Данная модернизация позволит:

Повысить эффективность процесса разгазирования продукции скважин, поступающей с кустов.

Уменьшить нагрузку на сепарационное оборудование последующих ступеней, например, на факельный сепаратор для очистки газа от газоконденсата вследствие более эффективного его очищения в данном сепараторе.

## 7.2 Калькуляция затрат на реконструкцию сепаратора горизонтального С1.

Таблица 11 – Калькуляция затрат

1. Затраты на материалы	1733391,558
2. Транспортно-заготовительные расходы от п.1	172896,5881
3. Затраты на расходные материалы	2471,590909
4. Основная заработная плата	4705,404545
5. Премия	5270,056818
6. Районный коэффициент	3162,034091
7. Северные надбавки	1581,017045
8. Дополнительная заработная плата	564,6505682
9. Итого заработная плата	15283,16193
10. Отчисления в ПФ и ФСС 34,2% от п.9	5226,840909
11. Затраты на содержание инструмента 20% от п.9	3056,633523
12. Затраты на содержание оборудования 25% от п.9	3820,789773
13. Накладные цеховые расходы 225% от п.9	34387,11364
14. Накладные общепроизводственные расходы 187% от п.9	28579,5142
15. Итого	2014396,954
18. НДС	36259,14517
19. Итого с НДС	2050656,099



Данная реконструкция позволит:

Увеличить производительность установки УПСВ-Юг на 18000-22000 м3/сут;

Уменьшить объем жидкости необходимый для нагрева с 72000 до 50000 м3/сут (что составляет 30%);

Уменьшить потребление топливного газа в следствии уменьшения загрузки печей нагрева;

Уменьшение давления на дегазаторах ДГ-1,2.

## 8. Безопасность и экологичность проекта.

Сепаратор предназначен для предварительного разделения воды, нефти и газа на объектах подготовки нефти. Он представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат со сферическими днищами, установленный на две седловые опоры. На цилиндрической части корпуса и днищах расположены технологические штуцера, штуцера для установки средств контроля и автоматизации и люки.

Площадки обслуживания предназначены для обслуживания технологических штуцеров, предохранительных клапанов и приборов, установленных наверху аппарата.

Сепаратор эксплуатируется на открытой площадке со средней температурой воздуха наиболее холодной пятидневки района с обеспеченностью 0,92 не ниже минус 60 °С.

Климатическое исполнение УХЛ1 по ГОСТ 15150-69. Допустимая сейсмичность района установки аппарата не более 6 баллов по MSK-64.

Район территории по скоростным напорам ветра не регламентируется.

Характеристика среды: токсичная, класс опасности 3 по ГОСТ 12.1.007-76, взрывоопасная категория взрывоопасности ПА по ГОСТ Р 51330111-99, группа взрывобезопасной смеси ТЗ по ГОСТ Р 5133015-99, пожароопасная.

В период эксплуатации обслуживающий персонал следит за исправным состоянием всех элементов блока. При этом особое внимание обращается на сварные швы, фланцевые соединения, включая крепежные изделия, антикоррозионную защиту и изоляцию, дренажные; устройства, опорные конструкции, арматуру (в том числе регулирующие устройства), приборы и средства контроля и автоматизации.

Служба технического надзора предприятия обязана:

Вести надзор за исправным состоянием и безопасной эксплуатацией блока и соблюдением настоящих требований и Правил органов Госгортехнадзора;

Не реже 1 раза в год производить тщательные контрольные осмотры (время осмотра следует приурочить к одному из очередных ремонтов);

Вести учет технических освидетельствований и участвовать в их проведении;

Проверять выполнение графиков ремонта блока;

					ДП-240403.65 ПЗ	49
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Проверять правильность и своевременность записей в паспортах о выполненных ремонтах, технических освидетельствованиях и т. д.

При монтаже и эксплуатации блока выполняются требования, определяемые стандартами безопасности труда: ГОСТ 12.1.010-76, ГОСТ 12.2.003-91.

### 8.1 Производственная безопасность

Специалисты и рабочие, прибывшие на объект для работы, знакомятся с правилами внутреннего распорядка, характерными опасностями и их признаками. Проверка знаний по безопасному ведению работ у рабочих проводится ежегодно. Проверка знаний у руководящих работников и специалистов проводится не реже одного раза в три года.

Так как обслуживание сепаратора проводится на открытой площадке, не представляется возможным обеспечить нормируемые параметры микроклимата. Поэтому, в целях защиты обслуживающий персонал обеспечивается комплектом СИЗ для каждого времени года:

тёплое время года – хлопчатобумажные рукавицы, лёгкая хлопковая одежда, головной убор для защиты от солнечных лучей;

холодное время года – утеплённые рукавицы, термобелье, утеплённая верхняя одежда из ветронепродуваемого материала.

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин при температуре воздуха до  $-10^{\circ}\text{C}$  и не более 5 мин при температуре воздуха ниже  $-10^{\circ}\text{C}$ .

В обеденный перерыв работники обеспечиваются «горячим» питанием.

Интегральный показатель условий охлаждения (обморожения) – ИПУОО определяем по уравнению:

$$\text{ИПУОО} = 34,654 - 0,4664 \cdot t_B + 0,6337 \cdot V, \quad (21)$$

где ИПУОО - интегральный показатель условий охлаждения;

$t_B$  – температура воздуха,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$V$  – скорость ветра, м/с.

Например, при температуре воздуха  $-20^{\circ}\text{C}$  и скорости ветра 4 м/с интегральный показатель условий охлаждения составит:

$$\text{ИПУОО} = 34,654 - 0,4664 \cdot (-20) + 0,6337 \cdot 4 = 46,5168.$$

В соответствии с методическими рекомендациями МР 2.2.7.2129–06 при данном значении ИПУОО риск обморожения – умеренный, продолжительность безопасного пребывания на холоде составляет не более 60 мин.

Возможными источниками выделения вредных веществ из сепаратора

					ДП-240403.65 ПЗ	50
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

являются жидкие углеводороды и отделённый попутный газ.

Для предотвращения утечки вредных веществ из сепаратора особое внимание уделяют эксплуатации фланцевых соединений. При разборке фланцевых соединений после того, как произведён сброс давления из блока, не снимают сразу гайки болтового соединения, а ослабляют их постепенно, «крест-накрест», и только, когда начнёт разъединяться соединение уплотнительных поверхностей, производят полную его разборку. При этом следует действовать осторожно, так как может внезапно произойти истечение среды в результате плохо проведенной предварительной её эвакуации (например, вследствие образования пробок и т.д.).

Таблица 12– Характеристика вредных веществ рабочей зоны

Наименование веществ	Агрегатное состояние	Характер воздействия на организм человека	Предельно допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Углеводороды:				
C <sub>1</sub> – C <sub>5</sub> +	Жидкость	Крайне опасное, возможно отравление как при непосредственном попадании в организм, на кожу, так и при вдыхании продуктов испарения	50	3
В том числе метан			50	
Изобутан			15	
Пентан			100	
Сероводород	Газ	Крайне опасное, при попадании в организм вызывает острое отравление	0,008	3
Кислород	Газ	В агрегатном состоянии не опасное. Угрозу представляют последствия взрыва при большом давлении в сосуде	-	1

При проверке, промывке сепаратора жидкость, удаляемая из блока, не разливается по площадке, а собирается в специальные емкости. Гидравлическое испытание, ремонт аппарата проводятся преимущественно при положительной температуре окружающего воздуха.

При проведении гидравлического испытания при температуре окружающего воздуха ниже 0 °С принимаются меры против замерзания жидкости, особенно в дренажных линиях. После испытания блока с использованием незамерзающих жидкостей (раствор хлористого кальция и других) элементы блока опорожняются и тщательно промываются.

На рабочей площадке предусмотрено естественное и искусственное освещение. Так как работа по обслуживанию сепаратора, в основном, ведется днем, то основным является естественное освещение. Для освещения в условиях недостаточной видимости применяются светильники рабочего и аварийного освещения. Все светильники выполняются во взрывозащитном корпусе и оснащаются защитными козырьками от прямого попадания света в глаза. Источники аварийного освещения окрашиваются в красный цвет и подключаются к системе питания, не зависящей от работы сети рабочего освещения. При отключении сети питания аварийного освещения, оно автоматически переключается на резервное питание или автономные батареи. Распределительный щит или рубильник находятся в непосредственной близости для быстрого отключения питания в аварийной ситуации. Также все выключатели оснащаются указательными табличками.

Произведем расчет освещенности площадки обслуживания.

Освещаемую территорию условно представим в виде прямоугольника площадью:

$$S = L \cdot M, \quad (22)$$

где  $S$  – площадь освещаемой территории, м<sup>2</sup>;

$L$  - длина площадки обслуживания, м;

$M$  - ширина площадки обслуживания, м.

$$S = 46 \cdot 10 = 460.$$

Необходимый световой поток для всей площадки определяется по формуле, лм :

$$F = E_n \cdot S \cdot K_z \cdot (Z/\eta), \quad (23)$$

где  $E_n$  - нормируемая освещенность для буровых работ /«Санитарные правила для нефтяной промышленности», п.7 табл. 1; 17/, составляет 75 лк;

$S$  – площадь освещаемой территории, м<sup>2</sup>;

$K_z$  - коэффициент запаса, согласно /2, таблица 4.17/ равен 1,5;

$Z$  - коэффициент неравномерности освещения, примем 1,15 /2/;

$\eta$  - коэффициент использования светового потока найдем из таблицы 4.18, /2/. Примем отражательные способности стен и потолка за 0, т.к. работы ведутся на открытом воздухе. Получим значение  $\eta = 50 \%$ , или 0,5, отсюда

$$F = 75 \cdot 460 \cdot 1,5 \cdot (1,15/0,5) = 119025.$$

Световой поток прожектора ПЗС-45А с лампой на 1000 Вт составляет  $F_{II}=18600$  лм.

Количество прожекторов для необходимой освещенности рабочей площадки:

$$N = \frac{F}{F_{II}}, \quad (24)$$

где  $N$  – количество прожекторов для необходимой освещенности рабочей площадки, шт.;

$F$  – необходимый световой поток для всей площадки, лм;

$F_{II}$  - световой поток прожектора, лм.

$$N = \frac{119025}{18600} = 7.$$

Шум и вибрация, создаваемые сепаратором, составляют незначительную долю в условиях работы.

Площадка обслуживания ограждается, высота ограждения не менее 80 см.

Нагрузка, действующая на площадку обслуживания - не более  $150 \text{ кгс/м}^2$ , боковая нагрузка на ограждения -  $30 \text{ кгс/м}^2$ .

## 8.2 Экологическая безопасность

В соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.236-08 производство по переработке и очистке нефти, попутного нефтяного и природного газа относят к I классу по санитарной классификации, то есть санитарно-защитная зона - 1000 м. В санитарно-защитной зоне не допускается размещать: жилую застройку, включая отдельные жилые дома, ландшафтно-рекреационные зоны и так далее. Допускается размещать в границах санитарно-защитной зоны здания и сооружения для обслуживания работников объекта, то есть нежилые помещения для дежурного аварийного персонала, помещения для пребывания работающих по вахтовому методу (не более двух недель), здания управления, конструкторские бюро, здания административного назначения, научно-исследовательские лаборатории, местные и транзитные коммуникации, ЛЭП, электроподстанции, нефте- и газопроводы, артезианские скважины для технического водоснабжения, водоохлаждающие сооружения для подготовки

					ДП-240403.65 ПЗ	53
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

технической воды, канализационные насосные станции, сооружения обратного водоснабжения [16].

Модернизированный сепаратор не представляет опасности для окружающей среды. Блок является герметично закрытым сосудом, поэтому уровень загрязнения атмосферного воздуха, распространения шума, вибрации, электромагнитных полей, радиации и других факторов минимален.

Произведём расчёт количества отходов производства и потребления.

Расчёт будем производить с учётом того, что численность персонала, обслуживающего установку, составляет 40 человек.

Твёрдые бытовые (ТБО) и приравненные к ним отходы:

Расчёт массы этого вида отхода  $M_{ТБО}$  (т) ведётся по удельному годовому нормативу образования (кг/чел.) по формуле [16]:

$$M_{ТБО} = K_{чел} \cdot H_{ТБО} \cdot 10^{-3}, \quad (25)$$

где  $K_{чел}$  – количество персонала, чел.;

$H_{ТБО}$  – удельный норматив (норма) образования ТБО,  $H_{ТБО} = 40$  кг/чел. в год.

Масса ТБО, в т:

$$M_{ТБО} = 40 \cdot 40 \cdot 10^{-3} = 1,6.$$

Отходы столовой:

Расчёт массы этого вида отхода  $M_{пищ}$  (т) ведётся по удельному нормативу образования по формуле [16]:

$$M_{пищ} = M_{прод} \cdot H_{пищ} \cdot 10^{-2}, \quad (26)$$

где  $M_{прод}$  – масса израсходованных продуктов, в нашем случае  $M_{овощи\ прод} = 5,7$  т/год,  $M_{прочие\ прод} = 11,5$  т/год;

$H_{пищ}$  – удельный норматив образования отхода пищевого продукта, %.

Сведения об отходах столовой приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Пищевые отходы

Вид отхода	Удельный норматив образования, %
Пищевые отходы (отходы кухонь и столовых):	
овощи	20
прочие продукты	30

Масса отходов столовой, т:

$$M_{\text{тиц}}^{\text{овощи}} = 5,7 \cdot 20 \cdot 10^{-2} = 1,14,$$

$$M_{\text{тиц}}^{\text{прочие}} = 11,5 \cdot 30 \cdot 10^{-2} = 3,45.$$

### 8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях (техногенного, природного, социального характера)

Опасная ситуация при работе сепаратора может возникнуть при неправильной его эксплуатации. Чрезвычайные ситуации могут возникнуть при утечке нефтепродуктов, газа из аппарата. Основными принципами обеспечения пожарной безопасности сепаратора являются:

организация пожаровзрывобезопасного проведения технологического процесса;

использование современных технических решений, систем предупреждение пожара, противопожарной защиты, а также проведение организационно-технических мероприятий;

выполнение требований действующих нормативных документов направленных на обеспечение пожарной безопасности объектов нефтегазового комплекса.

Эксплуатация сепаратора производится в строгом соблюдении и поддержании технологического режима с параметрами, не превышающими указанные в технической документации аппарата.

Основным методом контроля за надежной и безопасной работой блока является его техническое освидетельствование, при котором проверяется состояние аппарата, трубопроводов, арматуры, средств КИП и А и других элементов, входящих в него.

Техническое освидетельствование сепаратора проводится перед пуском в эксплуатацию (первичное техническое освидетельствование), периодически в процессе эксплуатации, внеочередное техническое освидетельствование.

Как правило, периодическое техническое освидетельствование сепаратора совмещают по времени с планово-предупредительным ремонтом блока, а также с остановкой на ремонт установки или линии.

Периодичность технического освидетельствования с участием представителя Ростехнадзора:

наружный и внутренний осмотры - 4 года;

техническое освидетельствование оборудования - 8 лет.

Сепаратор размещают в I зоне (классификации по ВНТП 03/170/567-87).

Допускается размещать не более трех блоков в группе в пределах одного ограждения.

Допускается размещать до 5 установок в группе в пределах одного ограждения при оборудовании установок автоматическими системами пожаротушения.

Когда аппарат размещают в сторону аппаратов со сжиженными газами (при расстоянии от установки до аппаратов менее 80 метров), между ними устанавливают глухую стенку высотой 5 - 5,5 м, а по верху устанавливают трубу для паровой завесы или предусматривают водяную завесу вокруг установки с использованием водяных оросителей, которая включается автоматически от газоанализаторов.

Основными взрыво- и пожароопасными веществами, находящимися в сепараторе являются: нефть и попутный газ. Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ В Ig; категория и группа взрывоопасной смеси - ПАТ1 (газ), ПАТ3 (нефть). Для аппарата предусмотрены меры по максимальному снижению пожаровзрывоопасности технологического процесса:

- предотвращение взрыва и пожара в блоке управления установки;
- максимальное ограничение выбросов горючих веществ в атмосферу при аварийной ситуации;
- снижение тяжести последствий взрывов и пожаров.

Предусматривается автоматическое перекрытие топливной линии при обрыве факела.

Установка оснащена целым рядом вспомогательных средств, включающих следующие устройства и приборы: рабочие манометр, датчики температуры дымовых газов, датчики высокого и низкого уровня, термометры, температурные датчики на входе на установку и с установки, датчики давления, нефтяной и водяной турбинные расходомеры, монитор содержания воды в нефтяной выкидной линии.

Электроприёмники системы противопожарной и противовзрывной системы по степени надёжности относятся к первой категории по ПУЭ, их электроснабжение осуществляется от двух независимых источников питания.

Имеются автоматические сигнализаторы до взрывоопасных концентраций, дающие сигнал на включение вентиляции при достижении 20 % и отключение технологического оборудования при достижении загазованности 50 %, с включением сигнала устройства звуковой и световой сигнализации.

Технологическая схема и комплектация основного оборудования обеспечивают непрерывность производственного процесса за счет оснащения технологического оборудования системами автоматического регулирования, блокировки и сигнализации.

Выбор систем контроля, управления, противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ), связи и оповещения об аварийных ситуациях по надёжности, быстродействию, допустимой погрешности измерительных систем и другим техническим характеристикам осуществляются с учётом особенностей технологического процесса на основе анализа опасностей, условий возникновения и развития возможных аварийных ситуаций.

На установке предусмотрены предохранительные клапаны для предотвращения образования избыточного давления в ёмкости.

					ДП-240403.65 ПЗ	56
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



Датчик высокого уровня предотвращает слишком высокий подъем уровня жидкости и выход ее через систему сброса газа.

Контрольная система отслеживает любые отклонения давления и температуры, выходящие за пределы рабочих параметров.

Аппарат останавливают:

при повышении давления и температуры выше разрешенных технической документацией;

при обнаружении в элементах блока трещин, выпучин, пропусков, потения в сварных швах, течи в болтовых соединениях;

при неисправности или неполном количестве крепёжных деталей фланцевых соединений;

при неисправности или отсутствии предусмотренных проектом контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации;

при отказе в работе системы автоматизации;

при возникновении пожара непосредственно угрожающего блоку.

В сепараторе предусмотрена предупредительная и аварийная сигнализации:

давление в аппарате. Повышение давления: 2,2 МПа - предупредительная сигнализация; 2,5 МПа - аварийная сигнализация; понижение давления: 0,5 МПа - предупредительная сигнализация; 0,3 МПа - аварийная сигнализация;

уровень нефти в аппарате. Повышение уровня: 75 % - первый порог предупредительной сигнализации; 90 % - второй порог предупредительной сигнализации; понижение уровня: 25 % - первый порог предупредительной сигнализации; 10 % - второй порог предупредительной сигнализации;

Площадка оснащена огнетушителями порошковыми, пожарным инвентарем, который устанавливается около входа.

Необходимо разработать, повесить на видном месте в виде таблички план эвакуации персонала при возникновении аварийной ситуации. Должна быть предусмотрена связь с аварийными, пожарными службами, оповещение работающих об опасности, назначены ответственные за проведение аварийно-спасательных работ.

Для осуществления контроля за скоростью коррозии расчетных элементов блока не реже одного раза в два года производят замер толщины стенки аппарата неразрушающими методами контроля.

Использование регулирующей арматуры в качестве запорной и запорной в качестве регулирующей не допускается.

В случае образования в элементах сепаратора ледяных или гидратных пробок ликвидация их должна производиться введением ингибиторов или горячего газа или обогревом паром, горячей водой. Разогрев огнём запрещается.

Для безопасной работы сепаратора проводят следующие работы:

наружный осмотр элементов блока (аппарата, трубопроводов, арматуры и т. д.);

					ДП-240403.65 ПЗ	57
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

внутренний осмотр аппарата;  
промер в нескольких местах, наиболее подверженных износу, толщины стенки трубопроводов, арматуры;  
проверка состояния фланцевых соединений, уплотнительных поверхностей, прокладок, крепежных изделий, а также фасонных частей трубопроводов (тройников, отводов, переходов и т. д.);  
проверка и регулировка установленной на блоке арматуры и системы контроля и автоматизации;

Внутренний осмотр производится с целью выявления состояния внутренних поверхностей и влияния среды на стенки аппарата, трубопроводов и арматуры.

Внутренняя поверхность элементов сепаратора, подвергающихся осмотру, очищают от грязи и отложений.

При чистке внутренней поверхности элементов блока от отложений или невыясненных осадков эти поверхности увлажняют водой.

В зонах недоступных для внутреннего осмотра применяют приборы с гибкими телескопическими жгутами (эндоскопы). При отсутствии этих приборов проводят дефектоскопию ультразвуковым методом основного металла (ультразвуковая толщинометрия) и металла сварных швов.

Изоляция частично или полностью удаляют, если имеются признаки, указывающие на возможность возникновения дефектов металла под изоляцией (следы промокания изоляции и т. д.).

Дефекты, обнаруженные в процессе технического освидетельствования, устраняют с последующим контролем исправленных участков. Методы и качество устранения дефектов обеспечивают необходимую надёжность и безопасность работы блока.

Если при техническом освидетельствовании блока окажется, что величина коррозионного и эрозионного износа превышает допустимые величины или имеют место серьёзные дефекты в зоне сварных швов и в основном металле, то работа блока должна запрещена.

Класть инструменты, материалы, спецодежду, и другие предметы во внутренние полости элементов блока при их осмотрах и ремонтах категорически запрещается.

На время перерывов в работе свободные концы блока закрывают заглушками или пробками.

#### **8.4 Выводы по разделу безопасность и экологичность проекта.**

Рассмотренные в данной работе мероприятия по модернизации и реконструкции оборудования подготовки нефти для обеспечения уменьшения доли пластовой воды в подготавливаемой продукции влекут за собой риск загрязнения окружающей среды в случае разлива нефти, а так же при не соответствующей утилизации производственных и бытовых отходов. В связи с

чем большое внимание следует уделять непосредственно технологическим процессам, так как несоблюдение требований промышленной безопасности при производстве мероприятий может привести к авариям и нанести большой урон окружающей среде. В частности, необходимо следить за герметичностью оборудования и соединениями технологических трубопроводов, во избежание разливов нефти и химических реагентов, применяемых при проведении мероприятий, а так же обеспечить наличие необходимых установок для утилизации отходов или заключение договора на их размещение на специальном полигоне.

					ДП-240403.65 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		59

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате рассмотренной в данном дипломном проекте модернизации и реконструкции горизонтальных сепараторов установки предварительного сброса воды УПСВ-Юг появится возможность добиться следующих результатов:

Повысить эффективность процесса разгазирования продукции скважин, поступающей с кустов.

Уменьшить нагрузку на сепарационное оборудование последующих ступеней, например, на факельный сепаратор для очистки газа от газоконденсата вследствие более эффективного его очищения в данном сепараторе.

Увеличить производительность установки УПСВ-Юг на 18000-22000 м<sup>3</sup>/сут;

Уменьшить объем жидкости необходимый для нагрева с 72000 до 50000 м<sup>3</sup>/сут (что составляет 30%);

Уменьшить потребление топливного газа в следствии уменьшения загрузки печей нагрева;

					ДП-240403.65 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		60

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Амиров Ю. Д., Алферова Т. К., Волков П. Н. и др. Технологичность конструкции изделия: Справочник. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1990. – 768 с., ил.
- 2 Андреев В. В., Уразаков К. Р., Далимов В. У. и др. Справочник по добыче нефти / Под редакцией Уразакова К. Р. – М.: Недра, 2000. – 374 с.: ил.
- 3 Анурьев В. И. Справочник конструктора-машиностроителя в трёх томах / В. И. Анурьев – М: Машиностроение, 1979. – 1864 с.
- 4 Башта Т. М., Руднев С. С., Некрасов Б. Б. – Гидравлика, гидромашины и гидроприводы[с]: Учебник для вузов – М.: Недра, 1982. – 418 с.
- 5 Беляев В. М., Миронов В. М. Конструирование и расчёт элементов оборудования отрасли. Часть I: Тонкостенные сосуды и аппараты химических производств: Учебное пособие / Том. политех. ун-т. – Томск, 2003. – 168 с.
- 6 Горбунова Л. Н. Безопасность и экологичность проекта: метод. указания по преддипломной практике и дипломному проектированию для студентов укрупненной группы направления подготовки специалистов / Л. Н. Горбунова. – Красноярск: ИГЦ КГТУ, 2006. – 28 с.
- 7 Дарков А. В., Шпиро Г. С. Соппротивление материалов: Учеб. для тех. ВУЗов. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1989. – 624 с., ил.
- 8 Закон РФ от 19.02.93 № 4520-1 «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях».
- 9 Костоунова Е. В. Экономика предприятия нефтяной и газовой отрасли [Текст]: метод. указание / Костоунова Е.В. – Красноярск: ИПК СФУ, 2010. 39 с.
- 10 Ластовкин Г. А. Справочник нефтепереработчика: Справочник / Под ред. Ластовкина Г. А., Радченко Е. Д., Рудина М. Г. – Л.: Химия, 1986. – 648 с., ил.
- 11 Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: «Недра», 1977. – 192 с.
- 12 Макушкин Д. О. Расчёт и конструирование машин и оборудования для нефтяных и газовых промыслов: Учебное пособие – Красноярск: ИГЦ КГТУ, 2005. – 120 с.
- 13 Медведев В. Ф. Гидравлика и гидравлические машины: Учебное пособие. – Мн.: Высш. шк., 1998. – 311 с., ил.
- 14 Мильштейн Л. М., к.т.н. (ООО «МНТК Топэнергомашипром»): Опыт применения и перспективы совершенствования нефтегазовых сепараторов. Нефтяное хозяйство 03'2009. – с. 88-91.
- 15 ПБ 03-584-03 «Правил проектирования, изготовления и приёмки сосудов и аппаратов стальных сварных».

- 16 Силаш А. П. Добыча и транспорт нефти и газа. Часть II. Пер. с англ. – М.: Недра, 1980. – 264 с.
- 17 Хафизов А. Р., Чеботарев В. В., Пестрецов Н. В. Сбор, подготовка и хранение нефти. Технология и оборудование: Учебное пособие для ВУЗов – М.: Недра, 2002. – 553 с.
- 18 Чичеров Л. Г., Молчанов Г. В., Рабинович А. Н. и др. Расчёт и конструирование нефтепромыслового оборудования: Учебное пособие для ВУЗов – М.: Недра, 1987. – 422 с.
- 19 Чугаев Р. Р. Гидравлика: Учебник для ВУЗов. – 4-е изд., доп. и перераб. – Л.: Энергоиздат. Ленингр. отд-ние, 1982. – 672 с., ил.

					ДП-240403.65 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		62

ПРИЛОЖЕНИЕ А

					ДП-240403.65 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		63

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

					ДП-240403.65 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		64



ПРИЛОЖЕНИЕ В

					ДП-240403.65 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		65

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

					ДП-240403.65 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		66